

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «ОРТИМУМ»**



УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

«Матен Петролеум»

«Матен Петролеум»

Лiu Jincheng

2025 г.

**«ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРА-АРНА»**

по состоянию на 01.01.2025 г.

Договор № 03-МП/2025

Генеральный директор

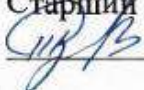
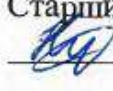
ТОО «Проектный институт «ОРТИМУМ»



Б.К.Құрманов

г. Актау, 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Старший специалист службы разработки, ответственный исполнитель 	Калабаев Т.К.	(введение, разд. 1, 3, 8, 9, 12 п. 4.1, 4.3)
Заместитель генерального директора по науке 	А.Н. Карайдарова	(общее руководство)
Руководитель службы разработки №1 	Р.А. Бекбаева	(введение, разд. 1, 3, 8, 9, 12 п. 4.1, 4.3)
Руководитель службы подсчета запасов 	К.М. Абекеева	(п. 2.1, 2.2, 2.3, 2.5, разд. 9, 11)
Руководитель службы петрофизики 	Н.А. Драган	(п. 2.2, 2.4, разд. 9)
Руководитель службы техники и технологии добычи нефти и газа 	Н.С. Пагуба	(разд. 6, 9, 12)
Руководитель службы охраны окружающей среды 	К. А. Жубатова	(разд. 10)
Главный специалист службы проектирования строительства скважин 	Ю.М. Кулиев	(разд. 7)
Специалист службы разработки (экономист по ТЭО) 	Г. Ч. Султанова	(п. 3.5, 4.2, разд. 5, 13)
Старший специалист службы петрофизики 	А.З. Камалова	(п. 2.2, 2.4, разд. 9)
Старший специалист службы подсчета запасов 	Д.Н. Нурбергенова	(п. 2.1, 2.2, 2.3, 2.5, разд. 9, 11, граф. прил. 1-16)
Старший специалист службы подсчета запасов 	Л. Райкулова	(п. 2.3, разд. 9)
Руководитель службы оформления проектов 	О.Н. Баталова	оформление отчета
Специалист службы оформления проектов 	М.И. Диортгесова	оформление отчета

Приложение №2
к Договору на выполнение работ №03-МП/2025
от «08» января 2025 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на составление «Дополнение к Проекту разработки месторождения Кара-Арна» и «Проект предварительной оценки воздействия на окружающую среду (ПредОВОС)».

Наименование объекта: месторождение Кара-Арна

Местоположение: РК, Атырауская область Жылыойский район

Недропользователь: АО «Матен Петролеум»

Техническое задание выдано на составление: «Дополнение к Проекту разработки месторождения Кара-Арна» и «Проект предварительной оценки воздействия на окружающую среду (ПредОВОС)».

1. Основание для выдачи задания:

Дополнение к проекту выполняется согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239), Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений и «Единых правил охраны недр при разработке месторождений полезных ископаемых в РК».

1. Состав и содержание работы:

Реферат

Введение

1. Общие сведения о месторождении

2. Геолого-физическая характеристика месторождения

2.1 Характеристика геологического строения

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

2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

2.5 Запасы нефти и газа

3. Подготовка геолого-промысловой и технико-экономической основы для проектирования разработки

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

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

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей

4. Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

5. Технико-экономический анализ проектных решений

5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.



- 18 -

6. Техника и технология добычи нефти и газа

6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

6.7 Техника и технология добычи природного газа

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

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

8 Обоснование проекта добычи нефти и газа и объемов буровых работ

9 Контроль за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования

10. Охрана недр и окружающей среды

11. Мероприятия по доразведке месторождения

12. Опытно-промышленные испытания новых технологий и технических решений

13. Расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования

2. В отчете необходимо:

- Проанализировать текущее состояние разработки (характеристика фонда скважин, характеристика отборов нефти, газа и воды, характеристика обводненности).
- Рассмотреть бурение новых скважин
- Дать рекомендации по повышению производительности малодебитных скважин.
- Уточнить технологические показатели вариантов разработки
- Составить не менее 3-х вариантов разработки. Варианты разработки должны учитывать рекомендации по усовершенствованию системы разработки с целью оптимизации добычи, включая
- Мероприятия по уменьшению водопритоков в высокодебитных скважинах
- Мероприятия по эффективности процесса вытеснения
- Мероприятия по контролю за разработкой месторождения.
- Мероприятия по оптимизации системы ППД и выравниванию профиля приемистости
- Провести технико-экономическое обоснование вариантов разработки
- Исходные геолого-промысловые и технико-технологические данные по состоянию на 01.01.2025г.

3. Графическая часть отчета для всех выделенных для самостоятельной разработки объектов должна быть представлена следующими материалами:

- Структурные карты по кровле проницаемой части продуктивных пластов
- Геологические профили продуктивных отложений по линиям пробуренных скважин
- Корреляционные схемы по линиям геологических профилей
- Карты эффективных нефтенасыщенных толщин продуктивных пластов
- Схему обоснования ВНК по новым пробуренным скважинам
- Карты текущих и накопленных отборов по продуктивным горизонтам
- Карты изобар
- Схема расположения пробуренных и проектных скважин по объектам эксплуатации и месторождению в целом
- Сводная карта расположения пробуренных и проектных скважин объектов разработки.

4. Основные требования к проекту предварительной оценки воздействия на окружающую среду (ПредОВОС).

- Проектант обязан выполнить экологическую часть проекта в полном объеме и в соответствии с требованиями Экологического кодекса РК от 2 января 2021 года, (разработка и размещение проекта на портале, с последующим сопровождением при согласовании в уполномоченном органе, своевременное устранение замечаний выданных экспертизой, проведение общественного слушания, быть готовым к возможно задаваемым вопросам по проектным материалам, представленным на общественном слушание).

- Согласно разделу 2 Приложения 1 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 02.01.2021 г. №400-VI (далее – «ЭК РК») недропользование, по пункту - разведка и добыча углеводородов, входит в перечень видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведение скрининга воздействия намечаемой деятельности

является обязательной подрядчику по выполнению работ в области природоохранного проектирования перед началом разработки необходимо пройти процедуру проведения скрининга намечаемой деятельности, которая определит стадию экологического проектирования.

- При разработке проектов ОВОС (если это будет определено уполномоченным органом по итогам скрининга) Подрядчик должен руководствоваться требованиями ст.65, 67, 68, 69 Экологического Кодекса Республики Казахстан
- ОВОС к проекту должен быть разработан в соответствии с требованиями ЭК РК, «Инструкция по организации и проведению экологической оценки», утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 30 июля 2021г за № 280.

5.Срок выполнения:

- Начало – 08.01.2025 г.
 - Окончательный вариант проекта для отправки в контролирующие органы предоставить недропользователю – до 15.05.2025 г.
 - Получить протокол общественных слушаний экологической экспертизы до 01.07.2025 г.
 - С учетом времени получения экологической экспертизы и заключения экспертов ЦКРР РК отчет защитить в ЦКРР РК до 20.08.2025 г.
 - Проектные варианты разработки необходимо согласовывать со специалистами АО «Матен Петролеум»
8. Отчет сдать в геологический отдел АО «Матен Петролеум» в 3-х экземплярах в аналоговом и в 2-х экземплярах в цифровом вариантах.

Заместитель генерального
директора по геологии



Амангалиев К.Б.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	18
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	21
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	23
2.1 Характеристика геологического строения месторождения	23
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	33
2.2.1 Характеристика средних значений толщин	33
2.2.2 Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	35
2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды	41
2.3.1. Свойства нефти в пластовых условиях	42
2.3.2 Свойства нефти в поверхностных условиях	46
2.3.3 Свойства и состав воды	52
2.4 Оценка изменения физико-гидродинамических характеристик пород продуктивных горизонтов	77
2.5 Запасы нефти	88
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	91
3.1. Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	91
3.2. Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	99
3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки	100
3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов	121
3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки	126
3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	128
3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки	128
3.3.2 Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки	129
3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	130
3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки	130
3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	134
3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт	141
3.4.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки	141
3.4.5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин	145
3.5. Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	148
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	152
4.1 Технологические показатели вариантов разработки	152
4.2 Экономические показатели вариантов разработки	170
4.2.1 Показатели экономической оценки вариантов разработки	172
4.2.2 Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат	174
4.2.2.1 Капитальные затраты	174
4.2.2.2 Эксплуатационные затраты	175

4.2.3 Бюджетная эффективность проекта	179
4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	182
5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	183
5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.....	183
6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ	186
6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	186
6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	191
6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	196
6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа.....	201
6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента.....	202
6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения.....	206
7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	209
8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ОБЪЕМА БУРОВЫХ РАБОТ	210
9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	215
10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	235
10.1 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу	235
10.2 Предварительная оценка воздействия на подземные воды	235
10.3 Мероприятия по охране почвенного покрова	236
10.4 Мероприятия по охране недр.....	237
10.5 Мероприятия по охране растительного мира.....	237
10.6 Мероприятия по охране животного мира.....	238
11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	239
12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	240
12.1 Результаты выполненных работ по применению сшитых гель-полимерных систем для повышения нефтеотдачи пластов.....	240
12.2 Рекомендации по проведению опытно-промышленных испытаний новых технологий	242
13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	247
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	250
ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	251

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1 – Месторождение Кара-Арна. Характеристика залежей	32
Таблица 2.2.2 – Месторождение Кара-Арна. Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов	35
Таблица 2.2.2.2 – Комплекс лабораторных исследований и количество определений.....	37
Таблица 2.2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности по объектам месторождения Кара-Арна	40
Таблица 2.2.2.4 – Ряды распределения проницаемости по горизонтам.....	41
Таблица 2.3.1.1 – Свойства пластовой нефти	44
Таблица 2.3.1.2 – Усредненные составы и свойства растворенного в нефти газа	46
Таблица 2.3.2.1 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти	49
Таблица 2.3.3.1 – Содержание ионов и примесей в пластовой воде по состоянию на 01.01.2025 г. месторождения Кара-Арна	61
Таблица 2.3.3.2 – Содержание ионов и примесей в закачиваемой воде по состоянию на 01.01.2025 г. месторождения Кара-Арна	63
Таблица 2.3.3.3 – Физико-химические показатели свойств воды месторождения Кара-Арна	64
Таблица 2.3.3.4 – Физико-химические показатели свойств закачиваемой воды месторождения Кара-Арна	70
Таблица 2.4.2 – Результаты определения коэффициента вытеснения на моделях пласта скважин 416, 472, R-9	83
Таблица 2.4.3 – Исходные данные для построения кривых фазовой проницаемости	86
Таблица 2.5.1 – Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти.....	89
Таблица 3.1.1 – Начальные продуктивные и фильтрационные характеристики месторождения Кара-Арна	93
Таблица 3.1.2 – Результаты гидродинамических исследований за анализируемый период.....	95
Таблица 3.2.1 – Месторождение Кара-Арна. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2025 г.	102
Таблица 3.2.2 – Распределение фонда добывающих скважин по дебиту нефти и жидкости по состоянию на 01.01.2025 г.	103
Таблица 3.2.3 – Распределение добывающих скважин по обводненности по состоянию на 01.01.2025 г.	103
Таблица 3.2.4 – Месторождение Кара-Арна. Сравнение проектных и фактических показателей разработки	113
Таблица 3.2.5 – Месторождение Кара-Арна. Сравнение проектных и фактических показателей I объекта разработки	114
Таблица 3.2.6 – Месторождение Кара-Арна. Сравнение проектных и фактических показателей I сп объекта разработки	115
Таблица 3.2.7 – Месторождение Кара-Арна. Сравнение проектных и фактических показателей II объекта разработки	116
Таблица 3.2.8 – Месторождение Кара-Арна. Сравнение проектных и фактических показателей II грабен объекта разработки	117
Таблица 3.2.9 – Месторождение Кара-Арна. Сравнение проектных и фактических показателей II вк объекта разработки	118
Таблица 3.2.10 – Месторождение Кара-Арна. Сравнение проектных и фактических показателей III объекта разработки.....	119
Таблица 3.2.11 – Месторождение Кара-Арна. Сравнение проектных и фактических показателей IIIсп объекта разработки.....	120
Таблица 3.2.12 – Состояние и выработка запасов нефти по объектам разработки и в целом по месторождению Кара-Арна по состоянию на 01.01.2025 г.	125

Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики месторождения Кара-Арна	133
Таблица 3.4.2 – Месторождения Кара-Арна. Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки	137
Таблица 3.4.3 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам	140
Таблица 3.4.5 – Основные параметры, принятые для расчета	143
Таблица 3.4.6 - Минимальная нефтенасыщенная толщина для расположения проектных скважин	143
Таблица 3.4.7 - Извлекаемые запасы нефти эксплуатационных объектов по категории А, В, С ₁	147
Таблица 3.5.1 - Техничко-экономические нормативы капитальных вложений	149
Таблица 3.5.2 - Нормативы для расчета эксплуатационных затрат	150
Таблица 3.5.3 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции	151
Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Месторождение Кара-Арна	154
Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Месторождение Кара-Арна	155
Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект I. Месторождение Кара-Арна	156
Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект I. Месторождение Кара-Арна	157
Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект Исп. Месторождение Кара-Арна	158
Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект Исп. Месторождение Кара-Арна	158
Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект II. Месторождение Кара-Арна	159
Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект II. Месторождение Кара-Арна	160
Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект II Грабен. Месторождение Кара-Арна	161
Таблица 4.1.10 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект II Грабен. Месторождение Кара-Арна	162
Таблица 4.1.11 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект II вк. Месторождение Кара-Арна	163
Таблица 4.1.12 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект II вк. Месторождение Кара-Арна	164
Таблица 4.1.13 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект III. Месторождение Кара-Арна	165
Таблица 4.1.14 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект III. Месторождение Кара-Арна	166
Таблица 4.1.15 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект III сп. Месторождение Кара-Арна	167
Таблица 4.1.16 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект III сп. Месторождение Кара-Арна	168
Таблица 4.1.17 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам	169
Таблица 4.2.1 – Расчет дохода от продажи продукции по рекомендуемому 2 варианту	171
Таблица 4.2.1 – Расчет чистой прибыли предприятия в тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту	173

Таблица 4.2.2 – Расчет потоков денежной наличности предприятия в тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту.....	174
Таблица 4.2.2.1 – Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту	177
Таблица 4.2.2.2 – Расчет прямых эксплуатационных затрат, в тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту.....	178
Таблица 4.2.2.3 – Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода, тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту	178
Таблица 4.2.2.3 – Расчет налогооблагаемого дохода в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге.....	180
Таблица 4.2.2.4 – Расчет бюджетной эффективности 2 варианта разработки, тыс. тенге.....	181
Таблица 4.3.1 – Сравнение утвержденных и рекомендуемых КИН	182
Таблица 5.1.1 – Техничко-экономические показатели вариантов разработки, млн.тенге ...	185
Таблица 6.2.1 – Результаты работ по дострелу и реперфорации	192
Таблица 6.2.2 – Результаты проведенных работ с целью изоляции водопроявлений с использованием ЦПД.....	193
Таблица 6.2.3 – Результаты проведенных работ с целью удаления негерметичности эксплуатационной колонны.....	195
Таблица 6.2.4 – Результаты проведенных работ с целью повышения приёмистости нагнетательных скважин	195
Таблица 6.5.1 – Физико-химический состав пластовых и закачиваемых вод	203
Таблица 6.5.2 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде.....	204
Таблица 6.5.3 – Требования к качеству закачиваемой воды	205
Таблица 6.5.4 – Технологические показатели работы системы ППД.....	206
Таблица 7.1 – Проектная конструкция наклонно- направленной скважины № 169	209
Таблица 7.2 – Проектная конструкция наклонно- направленной скважины № 170	209
Таблица 7.3 – Проектная конструкция наклонно- направленной скважины № 171	209
Таблица 7.4 – Проектная конструкция наклонно- направленной скважины № 172	209
Таблица 7.5 – Проектная конструкция вертикальной скважины № 164.....	209
Таблица 8.1.1 – Месторождение Кара-Арна. Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ по месторождению. Вариант 2	211
Таблица 8.1.2 – Месторождение Кара-Арна. Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ по месторождению. I объект Вариант 2	212
Таблица 8.1.3 – Месторождение Кара-Арна. Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ по месторождению. II объект Вариант 2.....	213
Таблица 8.1.4 – Месторождение Кара-Арна. Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ по месторождению. III объект Вариант 2.....	214
Таблица 9.1 – Объём выполненных исследований по контролю за разработкой	216
Таблица 9.2 – Результаты определения работающих толщин и технического состояния в добывающих скважинах	219
Таблица 9.3 – Контакт цемента с колонной по данным акустического цементаж.....	221
Таблица 9.4 – Результаты определения текущей нефтенасыщенности методом ИННК ...	223
Таблица 9.5 – Комплекс исследований по контролю за разработкой.....	234
Таблица 13.1 – Расчет сметной стоимости ликвидации скважин по 2 варианту	248
Таблица 13.2 – Проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам 2 варианта разработки	249

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Обзорная схема	22
Рисунок 2.4.1 – Сопоставление проницаемости с пористостью	78
Рисунок 2.4.2 – Альб. Кривые капиллярного давления (точками отмечены образцы без трещин).....	79
Рисунок 2.4.3 – Сеноман. Кривые капиллярного давления.....	79
Рисунок 2.4.4 – Связь остаточной водонасыщенности с пористостью (а) и проницаемостью (б)	80
Рисунок 2.4.5 - Связь коэффициента вытеснения с проницаемостью и пористостью.....	81
Рисунок 2.4.6 - Зависимость коэффициента вытеснения от объема прокачки воды	82
Рисунок 2.4.7 - Кривые относительной фазовой проницаемости R-9	84
Рисунок 2.4.8 – Кривые относительной фазовой проницаемости скв. 472	85
Рисунок 2.4.9 – Кривые относительной фазовой проницаемости скв. 416	85
Рисунок 3.1.1 – Зависимость пластового давления от глубины по результатам опробования	92
Рисунок 3.1.2 – Зависимость пластовой температуры от глубины по результатам опробования	92
Рисунок 3.1.3 – Динамика пластового давления по скважинам I объекта.....	97
Рисунок 3.1.4 – Динамика пластового давления по скважинам II объекта	98
Рисунок 3.1.5 – Динамика пластового давления по скважинам III объекта.....	99
Рисунок 3.2.1 – Характеристика пробуренного фонда скважин по объектам и в целом по месторождению.....	100
Рисунок 3.2.2 – Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки месторождения на 01.01.2025 г.	104
Рисунок 3.2.3 – Месторождения Кара-Арна. Динамика основных технологических показателей с начала разработки.....	111
Рисунок 3.2.4 – Месторождения Кара-Арна. Динамика основных технологических показателей I объекта разработки	111
Рисунок 3.2.5 – Месторождения Кара-Арна. Динамика основных технологических показателей I сп объекта разработки	111
Рисунок 3.2.6 – Месторождения Кара-Арна. Динамика основных технологических показателей II объекта разработки	111
Рисунок 3.2.7 – Месторождения Кара-Арна. Динамика основных технологических показателей II Грабен объекта разработки	112
Рисунок 3.2.8 – Месторождения Кара-Арна. Динамика основных технологических показателей с II вк объекта разработки.....	112
Рисунок 3.2.9 – Месторождения Кара-Арна. Динамика основных технологических показателей III объекта разработки.....	112
Рисунок 3.2.10 – Месторождения Кара-Арна. Динамика основных технологических показателей III сп объекта разработки	112
Рисунок 3.2.2.1 – Распределение НГЗ и НИЗ по горизонтам.....	121
Рисунок 3.2.12 – Зависимость удельной годовой добычи нефти и жидкости от суммарных отборов в целом по месторождению	122
Рисунок 3.2.13 – Зависимость удельной годовой добычи нефти и жидкости от суммарных отборов по I эксплуатационному объекту	123
Рисунок 3.2.14 – Зависимость удельной годовой добычи нефти и жидкости от суммарных отборов по I сп эксплуатационному объекту.....	123
Рисунок 3.2.15 – Зависимость удельной годовой добычи нефти и жидкости от суммарных отборов по II эксплуатационному объекту	123
Рисунок 3.2.16 – Зависимость удельной годовой добычи нефти и жидкости от суммарных отборов по II грабен эксплуатационному объекту	124

Рисунок 3.2.17 – Зависимость удельной годовой добычи нефти и жидкости от суммарных отборов по II вк эксплуатационному объекту	124
Рисунок 3.2.18 – Зависимость удельной годовой добычи нефти и жидкости от суммарных отборов по III эксплуатационному объекту	124
Рисунок 3.2.19 – Зависимость удельной годовой добычи нефти и жидкости от суммарных отборов по III сп эксплуатационному объекту	125
Рисунок 3.4.1 - Распределение геологических запасов нефти по горизонтам месторождения Кара-Арна	132
Рисунок 6.3.1 – Принципиальная технологическая схема действующей системы сбора и транспорта добываемой продукции месторождения Кара-Арна	197
Рисунок 6.3.2 – Технологическая схема ЦПС	199
Рисунок 6.6.1 – Принципиальная схема системы ППД месторождения Кара-Арна.....	207
Рисунок 12.1 – Схема опытного участка ячейки нагнетательной скважины 137 и реагирующих добывающих скважин II и III объектов	243
Рисунок 12.2 – Схема опытного участка ячейки нагнетательной скважины 5 и реагирующих добывающих скважин II и III объектов	243
Рисунок 12.3 – Схема опытного участка ячейки нагнетательной скважины 55 и реагирующих добывающих скважин I и III объектов	244
Рисунок 12.4 – Схема опытного участка ячейки нагнетательной скважины 142 и реагирующих добывающих скважин I и III объектов	244
Рисунок 12.5 – Схема компоновки подземного оборудования для ОРЗ скважины с двумя пластами с УЗПД и СУР	245

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Месторождение Кара-Арна.....	252
Приложение 2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Месторождение Кара-Арна.....	253
Приложение 3 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Объект I. Месторождение Кара-Арна.	254
Приложение 4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Объект I. Месторождение Кара-Арна.....	255
Приложение 5 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Объект Исп. Месторождение Кара-Арна.	256
Приложение 6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Объект Исп. Месторождение Кара-Арна.	256
Приложение 7 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Объект II. Месторождение Кара-Арна.	257
Приложение 8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Объект II. Месторождение Кара-Арна.....	258
Приложение 9 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Объект II Грабен. Месторождение Кара-Арна.	259
Приложение 10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Объект II Грабен. Месторождение Кара-Арна.	260
Приложение 11 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Объект II вк. Месторождение Кара-Арна.	261
Приложение 12 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Объект II вк. Месторождение Кара-Арна.....	261
Приложение 13 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Объект III. Месторождение Кара-Арна.	262
Приложение 14 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Объект III. Месторождение Кара-Арна	263
Приложение 15 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Объект III сп. Месторождение Кара-Арна	264
Приложение 16 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Объект III сп. Месторождение Кара-Арна	265
Приложение 17 – Расчет дохода от продажи продукции в тыс.тенге ценах по 1 варианту	266
Приложение 18 – Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по 1 варианту	267
Приложение 19 – Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в 1 варианте, тыс.тенге.....	268
Приложение 20 – Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в 1 варианте, тыс.тенге	269
Приложение 21 – Расчет бюджетной эффективности 1 варианта разработки, тыс. тенге.....	270
Приложение 22 – Расчет налогооблагаемого дохода в 1 варианте, тыс.тенге	271
Приложение 23 – Расчет чистой прибыли в 1 варианте, тыс.тенге	272
Приложение 24 – Расчет потоков денежной наличности в 1 варианте, тыс.тенге	272
Приложение 25 – Расчет сметной стоимости ликвидационных отчислений 1 варианта по годам.....	273

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложения	№ приложения	Масштаб	Кол-во листов	Гриф
1	2	3	4	5	6
1	Кара-Арна. Структурная карта по горизонту K _{1a} (кровля коллектора в отложениях аптского яруса нижнего мела-K _{1a})	1	1:25 000	1	Несекретно
2	Кара-Арна. Структурная карта по горизонту K _{1al} (кровля коллектора в отложениях сеноманского яруса верхнего мела-K _{2c})	2	1:25 000	1	Несекретно
3	Кара-Арна. Структурная карта по горизонту K _{2c} (кровля коллектора в отложениях сеноманского яруса верхнего мела-K _{2c})	3	1:25 000	1	Несекретно
4	Кара-Арна. Горизонт K _{2c} Западное крыло. Южное поле Геолого-литологический профиль по линии I-I	4	гор. 1:10 000, верт. 1:500	1	Не секретно
5	Кара-Арна. Горизонт K _{2c} Западное крыло. Южное поле Геолого-литологический профиль по линии II-II	5	гор. 1:10 000, верт. 1:500	1	Не секретно
6	Кара-Арна. Западное крыло. Южное поле. Горизонт K _{2c} . а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	6	1:10 000	1	Не секретно
7	Кара-Арна. Западное крыло. Южное поле. Горизонт K _{1al1} , K _{1a} Геолого-литологический профиль по линии III-III	7	гор. 1:10 000, верт. 1:500	1	Не секретно
8	Кара-Арна. Западное крыло. Южное поле. Горизонт K _{1al1} , K _{1a} Геолого-литологический профиль по линии IV-IV	8	гор. 1:10 000, верт. 1:500	1	Несекретно
9	Кара-Арна. Западное крыло. Южное поле. Горизонт K _{1al1} . а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	9	1:10 000	1	Несекретно
10	Кара-Арна. Западное крыло. Северное поле. Горизонт K _{1a} Геологический разрез по линии VII-VII	10	гор. 1:10 000, верт. 1:500	1	Несекретно
11	Кара-Арна. Западное крыло. Горизонт K _{1a} . а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	11	1:10 000	1	Несекретно
12	Кара - Арна. Западное крыло. Северное поле Горизонт K _{2c} Геолого-литологический профиль по линии V-V, VI-VI	12	гор. 1:10 000, верт. 1:500	1	Несекретно
13	Кара-Арна. Западное крыло. Северное Поле. Горизонт K _{2c} . а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	13	1:10 000	1	Несекретно
14	Кара-Арна. Восточное крыло. Горизонт K _{1al3} Геологический разрез по линии VIII-VIII	14	гор. 1:10 000, верт. 1:500	1	Несекретно
15	Кара-Арна. Восточное крыло. Горизонт K _{1al3} . а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	15	1:10 000	1	Несекретно
16	Кара-Арна. Грабен Горизонт K _{1al3A} , K _{1al3B} Геологический разрез по линии X-X	16	гор. 1:10 000 верт. 1:500	1	Несекретно

1	2	3	4	5	6
17	Кара-Арна. Грабен. Горизонт K _{1a3} -А (р-н скв R-8). а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	17	1:10 000	1	Несекретно
18	Кара-Арна. Грабен. Горизонт K _{1a3} -Б (р-н скв R-8). а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	18	1:10 000	1	Несекретно
19	Кара-Арна. Фонд пробуренных скважин	19	1:10 000	1	Несекретно
20	Кара-Арна. Объект I (Западное крыло. Южное поле. Горизонт K _{2с}). а) Карта накопленных отборов жидкости; б) Карта текущих отборов жидкости.	20	1:10 000	1	Несекретно
21	Кара-Арна. Объект I сп (Западное крыло. Северное Поле. Горизонт K _{2с}). а) Карта накопленных отборов жидкости; б) Карта текущих отборов жидкости.	21	1:10 000	1	Несекретно
22	Кара-Арна Объект II (Западное крыло. Южное Поле. Горизонт K _{1a1}). а) Карта накопленных отборов жидкости; б) Карта текущих отборов жидкости.	22	1:10 000	1	Несекретно
23	Кара-Арна. Грабен. Горизонт K _{1a3} -Б (р-н скв R-8). а) Карта накопленных отборов жидкости; б) Карта текущих отборов жидкости.	23	1:10 000	1	Несекретно
24	Кара-Арна. Объект II вк (Восточное крыло. Горизонт K _{1a3}). а) Карта накопленных отборов жидкости; б) Карта текущих отборов жидкости.	24	1:10 000	1	Несекретно
25	Кара-Арна. Объект III (Западное крыло. Южное поле. Горизонт K _{1a}). а) Карта накопленных отборов жидкости; б) Карта текущих отборов жидкости.	25	1:10 000	1	Несекретно
26	Кара-Арна Объект III сп (Западное крыло. Северное поле. Горизонт K _{1a}). а) Карта накопленных отборов жидкости; б) Карта текущих отборов жидкости.	26	1:10 000	1	Несекретно
27	Кара-Арна. I объект. (Западное крыло. Южное поле. Горизонт K _{2с}). Карта изобар.	27	1:10 000	1	Несекретно
28	Кара-Арна. Объект I (Западное крыло. Южное поле. Горизонт K _{2с}). Схема расположения проектных и фактически пробуренных скважин. Варианты 1, 2,	28	1:10 000	1	Несекретно
29	Кара-Арна. Объект I сп (Западное крыло. Северное Поле. Горизонт K _{2с}). Схема расположения проектных и фактически пробуренных скважин. 1, 2, вариант	29	1:10 000	1	Несекретно
30	Кара-Арна. Кара-Арна. Объект II (Западное крыло. Южное поле. Горизонт K _{1a1}). Схема расположения проектных и фактически пробуренных скважин 1 и 2 варианты	30	1:10 000	1	Несекретно
31	Кара-Арна. II объект Грабен. (Грабен. Горизонт K _{1a3} -А+K _{1a3} -Б). Схема расположения проектных и фактически пробуренных скважин. 1, 2, вариант	31	1:10 000	1	Несекретно
32	Кара-Арна. Объект II вк (Восточное крыло. Горизонт K _{1a3}). Схема расположения проектных и фактически пробуренных скважин	32	1:10 000	1	Несекретно

1	2	3	4	5	6
33	Кара-Арна. Объект III (Западное крыло. Южное поле. Горизонт K _{1a}). Схема расположения проектных и фактически пробуренных скважин. 1, 2, вариант	33	1:10 000	1	Несекретно
34	Кара-Арна. Объект III сп (Западное крыло. Северное поле. Горизонт K _{1a}). Схема расположения проектных и фактически пробуренных скважин. 1, 2, вариант	34	1:10 000	1	Несекретно
35	Кара-Арна. Фонд пробуренных скважин. 1 и 2 варианты.	35	1:10 000	1	Несекретно

Всего: 35 графических приложений на 35 листах, все приложения не секретны.

РЕФЕРАТ

Текст отчета содержит 282 страниц, в т.ч. 43 рисунков, 88 таблиц и 25 табличных приложений. Папка содержит 35 графических приложений, все не секретно.

Ключевые слова: НЕФТЬ, ЗАЛЕЖЬ, ГОРИЗОНТ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ЗАПАСЫ НЕФТИ, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, РАЗРАБОТКА, ДОБЫЧА, ДОБЫВАЮЩАЯ И НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ СКВАЖИНА, ОБЪЕКТ РАЗРАБОТКИ, ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, ЗАКАЧКА ВОДЫ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ И ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ, БУРЕНИЕ СКВАЖИН, ВАРИАНТЫ РАЗРАБОТКИ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ, ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

Объект исследования – система разработки залежей месторождения Кара-Арна.

Основной целью данной работы является выбор и обоснование рациональной системы промышленной разработки нефтяных залежей месторождения Кара-Арна с учетом новых геолого-промысловых данных, полученных за период реализации действующего в настоящее время Проекта разработки [5], а также анализа текущего состояния разработки.

В Проекте разработки приведены имеющиеся на 01.01.2025 г. сведения о геологическом строении залежей, геолого-физических характеристиках продуктивных пластов, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти.

Выполнены анализ текущего состояния разработки и оценка соответствия фактических показателей проектным по объектам разработки и в целом по месторождению. Проанализированы применяемые конструкции скважин, производство буровых работ, методы вскрытия продуктивных отложений и освоения скважин. Проведён анализ применяемой системы контроля за разработкой месторождения, состояния выполнения мероприятий по охране недр и окружающей среды, доразведке месторождения.

На основании результатов технико-экономического анализа расчётных вариантов разработки выбран рациональный вариант разработки месторождения. Для рекомендованного к внедрению варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин, мероприятия по контролю за разработкой, охраны недр и окружающей среды.

Область применения – нефтяное месторождение Кара-Арна АО «Матен Петролеум».

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа выполнена в соответствии с требованиями Кодекса РК «О недрах и недропользовании» с изменениями и дополнениями от 24.05.2018 г. [1], «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» от 28.06.2018 г. [2], Методических указаний по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений от 24.08.2018 г. и Технического задания Недропользователя.

Месторождение Кара-Арна было открыто в 1956 г. Промышленная нефтеносность установлена структурно-поисковым бурением в 1956-1957 гг.

Недропользователем месторождения Кара-Арна является АО «Матен Петролеум» на основании лицензии серии ГКИ № 92-Д-1 (нефть), выданной 19.02.1998 г.

Дополнение №15 к Контракту № 230 от 07.09.1998 г. на добычу углеводородного сырья на месторождении Кара-Арна в пределах блока XXIX-14-В, С, расположенного в Жылойском районе Атырауской области Республики Казахстан, заключено 14 апреля 2023 года, между Министерством энергетики Республики Казахстан и АО «Матен Петролеум». По Контракту период добычи продлен до конца 2038 года (письма №808 от 17.18.2022г., №1099 от 04.11.2022г., №268 от 16.03.2023г.)

Первый «Подсчет запасов нефти месторождения Кара-Арна», составленный по состоянию изученности на 01.09.1961 г., был утвержден в ГКЗ СССР (Протокол № 3669 от 15 мая 1962 г.). На основании утвержденных запасов в 1962 г. ЦНИЛ была составлена «Предварительная технологическая схема разработки нефтяных горизонтов месторождения Кара-Арна».

Месторождение Кара-Арна введено в промышленную разработку в 1974 г. на основе технологической схемы, составленной ЦНИЛ ПО «Эмбанефть» в 1973 г. Данная технологическая схема составлена на аптский и нижнеальбский горизонты южного и северного полей.

В 1986 г. на утвержденные запасы был разработан «Проект разработки месторождения Кара-Арна», институтом КазНИПИнефть. Выделены 3 объекта разработки: первый – аптский горизонт южного и северного полей, второй – нижнеальбский горизонт южного поля, третий – сеноманский горизонт южного поля. Запасы сеноманского горизонта числились забалансовыми и не были включены в плановые показатели добычи нефти.

В 2002 г. институтом ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз» был составлен «Пересчет запасов нефти месторождения Кара-Арна по состоянию изученности на 01.01.2002 г. утвержденный в ГКЗ РК (Протокол № 168-02-У от 08.08.2002 г.).

В 2005 г. АО НИПИ «Каспиймунайгаз» был выполнен «Уточненный проект разработки нефтяного месторождения Кара-Арна» (Протокол №33 от 09.06.2005).

По состоянию на 01.01.2007 г. был составлен «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Кара-Арна» (Протокол № 42 от 13.04.2007 г.), в котором были уточнены технологические показатели разработки на период 2007-2008 гг.

В 2008 г. ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Кара-Арна» по состоянию на 01.07.2008 г. (Протокол № 55 от 12.02.2009 г.). Из-за больших расхождений между проектными и фактическими показателями разработки в данной работе были рассчитаны проектные технологические показатели разработки на период 2008-2012 гг.

В 2010 г. компанией ТОО «Петролиум Гео Сервисез» была выполнена интерпретация сейсмических исследований МОГТ 2D/3D, были выполнены структурные карты по отражающим горизонтам: VI, V₁, V, III, K_{1a}, K_{1al}, K_{2c1}, K_{2c2}.

В 2012 г. ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» был выполнен и утвержден в ГКЗ РК «Пересчет запасов нефти месторождения Кара-Арна Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан» по состоянию изученности на 01.01.2012 г. (Протокол №1205-12-У от 26.09.2012 г.). Согласно протокола ГКЗ РК по месторождению Кара-Арна были утверждены начальные геологические/извлекаемые запасы нефти: по категории А – 13111/6426 тыс.т., по категории В – 3472/1042 тыс.т., по категории C₁ – 11474/2214 тыс.т. и по категории C₂ – 1448/179 тыс.т.

В 2012 г. основываясь на утвержденных запасах ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» выполнил «Дополнение к уточненному проекту разработки месторождения Кара-Арна» с утверждением в Комитете геологии и недропользования Министерства индустрии и новых технологий РК (Письмо № 17-04/5140-кгн от 01.10.2013 г.).

В 2014 г. выполнен «Авторский надзор за реализацией дополнения к уточненному проекту разработки месторождения Кара-Арна по состоянию на 01.07.2014 г.», который был принят в Комитете геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК (Письмо №27-5-1261-и от 05.11.2014 г.), с уточнением технологических показателей разработки на 2014-2015 гг.

В 2015 г. уточнение геологического строения и объемов нефти обусловило необходимость пересмотра проектных решений, и соответственно выполнение проектного документа «Дополнение №2 к уточненному проекту разработки месторождения Кара-Арна» (Письмо Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК №27-5-2792-и от 25.12.2015 г.). В работе было выделено 6 эксплуатационных объектов разработки. Рассмотрены варианты разработки, по

результатам анализа технико-экономических показателей разработки утвержден 2 вариант.

В 2016 г. ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» выполнен отчёт «Авторский надзор за реализацией дополнения №2 к уточненному проекту разработки месторождения Кара-Арна» по состоянию на 01.07.2016 г., с уточнением проектных показателей разработки на 2016-2017 гг. (Письмо Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК №27-5-1801-и от 16.09.2016 г.).

В 2017 г. ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» был выполнен «Перевод запасов нефти сеноманского горизонта Северного поля западного крыла из категории C_2 в C_1 и прирост запасов нефти верхнеальбского горизонта южного поля грабена месторождения Кара-Арна» по состоянию на 02.01.2017 г. (Протокол №1834-17-У от 13.07.17 г.).

В 2017 г. было выполнено «Дополнение №3 к уточненному проекту разработки месторождения Кара-Арна» по состоянию на 01.03.2017 г. с утверждением в Комитете геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК (Письмо №27-5-1698-и от 28.08.2017 г.).

В 2022 г. Был выполнен и утвержден в ГКЗ РК «Пересчёт запасов нефти месторождения Кара-Арна Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан» по состоянию изученности на 01.07.2021 г. (Протокол №2428 -22 -У от 17.05.2022 г.). Согласно протоколу ГКЗ РК по месторождению Кара-Арна были утверждены начальные геологические/извлекаемые запасы нефти: по категории А – 16508/7390 тыс.т., по категории В – 10223/2369 тыс.т., по категории C_1 – 2926/330 тыс.т.

В 2022 г. основываясь на утвержденных запасах ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» выполнил «Проект разработки месторождения Кара-Арна» по состоянию на 01.07.2021 г. (Протокол ЦКРР № 29/4 от 28.07.2022 г.) в котором были утверждены технологические показатели по II варианту разработки на 2021-2038 гг. В работе было выделено 7 эксплуатационных объектов разработки. Рассмотрены варианты разработки, по результатам анализа технико-экономических показателей разработки утвержден 2 вариант, предусматривающий бурение 2 вертикальных

В 2024 г. ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» был составлен и сдан в ЦКРР РК в уведомительном порядке информационный отчет «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Кара-Арна по состоянию на 01.01.2024 г.»

Настоящий отчет «Дополнение к проекту разработки месторождения Кара-Арна» выполнен по состоянию изученности на 01.01.2025 г. на основе вышеприведенного отчета, а также проведенных исследовательских работ, включающих бурение новых скважин.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Административно нефтяное месторождение Кара-Арна входит в состав Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан, расположено в пределах блоков XXIX–14-B (частично), С (частично).

Географически площадь расположена в южной части Прикаспийской впадины.

Ближайшим населенным пунктом является районный центр г. Кульсары, расположен в 90 км к северо-востоку от месторождения, а также поселки Косчагыл, Жана-Каратон и другие. Областной центр г. Атырау находится на расстоянии 150 км.

Связь месторождения Кара – Арна с населенным пунктом Кульсары и г. Атырау осуществляется по дорогам с асфальтовым и гравийно – щебеночным покрытием (рис. 1).

В экономическом плане район благоприятный, с развитой нефтяной инфраструктурой. По территории района проходят: магистральный газопровод Средняя Азия – Центр; нефтепровод Тенгиз - Кульсары – Атырау - Новороссийск; нефтепровод Узень - Кульсары- Атырау- Самара; водовод Астрахань- Мангышлак.

В орографическом отношении район работ представляет собой пустынную равнину с абсолютными отметками рельефа около 25 м ниже уровня Балтийского моря. Западная часть района имеет незначительный уклон на запад в сторону Каспийского моря и в период западных ветров заливается морской водой. Покровный слой этой площади состоит из известняка-ракушечника. Восточная часть её расчленена многочисленными ериками и сорами на относительно возвышенные участки, вытянутые в меридиональном направлении.

Климат района резко континентальный. Зимы суровые, малоснежные с сильными ветрами, температура в январе-феврале достигает минус 30°C. Температура летом до + 45°C. Среднегодовое количество атмосферных осадков составляет 160 мм. Растительный мир беден и представлен в основном полынью и верблюжьей колючкой. Скудность растительного мира сказывается на бедности животного мира, который, в основном, представлен колониями грызунов.

Снабжение питьевой водой района осуществляется из водовода Астрахань - Мангистау. Очистные сооружения по подготовке воды расположены в районном центре г. Кульсары. На месторождение питьевая вода доставляется автотранспортом.

Электроснабжение района осуществляется Атыраускими областными и районными электрическими сетями.



Рисунок 1.1 – Обзорная схема

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения месторождения

Поисковые работы на площади Кара – Арна начали проводиться с 1956 года. Промышленная нефтеносность установлена в 1956 -1957 г.г. структурно – поисковыми скважинами в аптских, нижнеальбских и сеноманских отложениях.

По состоянию на 01.01.2025 года согласно техническому состоянию на месторождении пробурено 221 скважина, после утвержденного Проекта разработки по состоянию на 01.07.2021 г. не было пробурено новых скважин.

Литолого-стратиграфическая характеристика. На месторождении Кара-Арна бурением вскрыты породы от палеозой-мезокайнозойских отложений, представленных пермской, триасовой, юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной системами, максимальной толщиной 2700 м в скважине R-2.

В тектоническом отношении структура Кара-Арна приурочена к юго-восточной части Прикаспийской впадины.

По результатам сейсмики МОГТ, проведенной в 1975-78 г.г., были построены структурные карты масштаба 1:50 000 по основным отражающим горизонтам III, IV, VI, П1, П2. Согласно этим картам структура отмечалась как антиклинальное поднятие по надсолевым отложениям.

В 2010 году на площади Кара – Арна была выполнена полевая двух/трехмерная сейсморазведка МОГТ 2D/3D, с последующей обработкой и интерпретацией. Были построены четыре структурных карт по отражающим горизонтам:

- Поверхность отложений кунгурского соленосного комплекса P₁kg – VI;
- Подошва триасовых отложений – ОГ-V₁ – T₁;
- Подошва юрских отложений – ОГ-V – J₁;
- Подошва меловых отложений K₁nc – ОГ – III;

Так же были построены девять структурных карт по продуктивным горизонтам:

- Кровля предполагаемого коллектора в отложениях триаса - III-T;
- -Кровля предполагаемого коллектора в отложениях триаса - II-T;
- Кровля предполагаемого коллектора в отложениях триаса - I-T;
- Кровля предполагаемого коллектора в среднеюрских отложениях - IIIA-J₂;
- Кровля предполагаемого коллектора в среднеюрских отложениях - II-J₂;
- Кровля предполагаемого коллектора в среднеюрских отложениях - I-J₂;
- Кровля предполагаемого коллектора в отложениях валанжинского яруса

нижнего мела – K₁v;

- Кровля коллектора по горизонту в отложениях аптского яруса нижнего мела – K_{1a} ;
- Кровля коллектора по горизонту в отложениях альбского яруса нижнего мела – K_{1al} ;
- Кровля коллектора в верхней части отложений сеноманского яруса верхнего мела – K_{2C2} ;

По отражающему горизонту K_{1a} (кровля коллектора в отложениях аптского яруса нижнего мела) структура разбита серией сбросов F_1 , F_2 на три структурных элемента: Западное, Восточное крылья и Грабен между ними.

На западном опущенном крыле, ограниченном с востока сбросом меридионального направления F_2 , выделяется две тектонически-экранированные полуантиклинальные ловушки, приуроченные к Северным и Южным полям. Южный полусвод оконтуривается изогипсой -1100 м и имеет размеры 4,2х1,6 км, амплитуду 30 м. Северный полусвод также оконтуривается изогипсой -1100 м имеет размеры 3х1,1 км, амплитуду 40 м.

Полусвод Восточного крыла находится гипсометрически выше Западного, и по оконтуревающей изогипсе -1010 м имеет размеры 1,9х4,9 км, амплитуду 130 м.

Северная периклиналь Восточного крыла осложнена серией оперяющихся разломов сбросов f_4 , f_5 , f_8 , примыкающих к разлому F_1 (граф. прил.1).

Центральный грабен между двумя крыльями в свою очередь осложнен малоамплитудными и малопротяженными тектоническими нарушениями f_2 , f_3 меридионального простирания, их амплитуда составляет 10 - 20 м.

По отражающим горизонтам K_{1al} , K_{2C2} отмечается унаследованность структурного плана, прежним остается количество тектонических нарушений, но отмечается расширение зоны Грабена, уменьшение амплитуд разломов и высот ловушек, что является положительным фактором для заполнения ловушек УВ при миграции (граф. прил. 2,3).

Нефтеносность. По результатам бурения, переинтерпретации материалов ГИС и опробования скважин на месторождении оконтурено восемь залежей нефти.

Сеноманская нефтяная залежь южного поля.

Нефтеносность залежи доказана в период геологоразведочных работ скважинами 1, 3, 4, 7, 8, 22, 24, 26, в которых были получены безводные притоки нефти. Дебиты нефти варьировали в пределах от 1,6 до 5,6 м³/сут.

По ГИС в скважинах 1, 3, 4, 7, 8, 22, 24, 26 подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -538,4 м, -540,7 м, -540,1 м, -542,7 м, -544,0 м, -540,0 м, -541,0 м,

-542,4 м соответственно. Кровля водонасыщенного коллектора в скважинах 1, 7, 22, 24, 26 отмечаются с отметок -5444,6м, -545,3 м, -554,5 м, -543,5 м, -542,4 м соответственно.

Эксплуатация сеноманского горизонта южного поля начата 3 января 1994 года.

В восточной части залежи в скважине 474 при перфорации интервала 508-509 (-528,9-529,9) м, 511-514 (-531,9-534,9) м был получен приток нефти и воды, с дебитом нефти 4,0 м³/сут., воды – 8,0 м³/сут. (частота оборотов 50). Скважина 69 эксплуатирует сеноманскую залежь с августа 2009 года, при этом начальный дебит нефти составил 4 т/сут и воды 12 т/сут.

По данным ГИС в скважинах 154 и 411 подошва нефтяного коллектора фиксируется на отметке -541,9 м и 540,3 м, а водоносного коллектора – на отметке -543,0м, -543,9 м соответственно. В скважинах 69 и 474 отбивается раздел нефть – вода на отметке -543,1 м и -542,7 м соответственно.

На юге залежи в скважине 464 в интервале опробования 514-521 (-533,8-540,8) м получен приток нефти и воды с дебитами 7,0 м³/сут и 7,0 м³/сут.

В скважинах 61, 62, 60 по результатам интерпретации ГИС нефтенасыщенный пласт отмечается до отметок -542,2 м, -544,3м, -544,2 м, а водонасыщенный – с отметок -546,8 м, -549,5 м, -545,7 м, соответственно. В скважине 464 отбивается ВНК на отметке -543,6 м, в скважине R-2 - водонасыщенный коллектор начинается с отметки -544 м.

На юго-западе залежи в скважине 79 SH при перфорации интервала 580-615 (а.о. приведенная к вертикали -523,6-528,0) м, 645-690 (а.о. приведенная к вертикали -527,5-527,1) м, 715-785 (а.о. приведенная к вертикали -526,6-525,4) м получена нефть дебитом 6,8 м³/сут. и воды 15,6 м³/сут. (частота оборотов 60). В скважине 423 из интервала перфорации 510-514 (-531,0-535,0) м получена нефть с дебитом 3,3 м³/сут. и воды с дебитом 7,7 м³/сут. (число качаний 3,0).

По результатам интерпретации ГИС в скважинах 138 и 423 подошва нефтенасыщенного коллектора установлена на отметке -542,5 м, -544,2 м, водонасыщенный коллектор – с отметки -545,7 м, -547,2 м соответственно. В скважине 40 водонасыщенный коллектор начинается с отметки -543,2 м. в скважинах 441, 446 отмечается водонефтяной раздел на отметках -545,2 м, -544,8 м соответственно.

На северо-западе залежи в скважине 158 при перфорации интервала 518-522 (-538,0-542,0) м дебит нефти составил 3,4 м³/сут., воды – 24,6 м³/сут. (длина хода 2,0 м), в скважине 167-Н из интервала 595-750 (а.о. приведенная к вертикали -529,0-532,1) м получена нефть дебитом 11,8 м³/сут. и воды 4,9 м³/сут. (число качаний 50).

В скважинах 407, 401 и 158 по данным ГИС водонефтяной раздел находится на отметках -544,9, -545,0 м и -545,2 м соответственно, а в скважине 167-Н нефтяной коллектор отбит на отметке -532,9 м.

На северной части залежи опробована скважина 465 в интервале 519-522 (-538,6-541,6) м, 523-526 (-542,6-545,6) м в результате, которого получена нефть дебитом 8,4 м³/сут и воды дебитом 1,6 м³/сут (частота оборотов 30). По данным ГИС четко отбивается ВНК на отметке – 546,2 м.

По данным ГИС в скважинах 469 и 52 отбивается ВНК на отметке -546,3 м и 547,2 м соответственно. В скважине 121 подошва нефтяного коллектора находится на отметке -545,9 м, водонасыщенного – на отметке -547,4 м.

В скважинах 142 (01.11.2014г.), 163 (01.12.2016г.), 165 (01.03.2018г.), 471 (01.10.2016г) отмечаются обводненные пласты с отметок -539,1 м, -538,9 м, -541,9 м, -541,9 м которые были приняты нами до уровня ВНК как продуктивные.

Таким образом, положение ВНК по этой залежи находится на отметке -543-547 м (таблица 2.1.1).

По типу природного резервуара залежь водоплавающая, тектонически-экранированная с востока.

Сеноманская нефтяная залежь северного поля.

Продуктивность залежи была установлена разведочными скважинами 32, 33, 49.

В скважине 32 при опробовании интервала 491-494 (-512,4-515,4) м был получен приток нефти дебитом 7,2 м³/сут. По интерпретации ГИС подошва нефтенасыщенного пласта отмечена на абсолютной отметке -525,8 м, кровля водонасыщенного пласта на отметке -529,7 м.

С 15.09.2015 года скважина введена в эксплуатацию.

В пределах залежи согласно [ДУПР-2012 и ДУПР №2-2015] пробурены эксплуатационные скважины 166, 461, 462, 463, 466, 467 и 468 и введены в промышленную разработку, а также выполнена расконсервация и повторное опробование скважин 33 (интервал 500-504 м) и 49 (интервал 487-491 м) с целью перевода запасов категории С₂ в промышленную категорию С₁. Скважина 468 имеет горизонтальный ствол.

В скважине 33 в разведочный период 16.07.1959 г при опробовании интервала 499-502 (-520,1-523,1) м получен приток нефти и воды дебитами 1,3 м³/сут и 11,7 м³/сут. Повторно 30.11-02.12.2016г при перфорации интервала 500-504 (-521,1-525,1) м дебит нефти составил 2,9 м³/сут., воды – 1,9 м³/сут. (длина хода 0,9 м). По данным ГИС в скважине нефтенасыщенный коллектор отбит до отметки -527,6 м, водонасыщенный – с отметки -533,1 м.

В скважине 49 в период 05.07-11.07.1960 г. при опробовании интервалов 488-490 (-509,6-511,6) и 497-499 (-518,6-520,6) м при избыточном давлении 7,5 атм. суточный дебит нефти составил 0,96 м³. Повторно, после расконсервации 11.09-13.09.2016г из интервала 487-491 (-508,6-512,6) м получена нефть дебитом 5,6 м³/сут и вода - 1,6 м³/сут. (длина хода 0,6 м). По данным ГИС подошва нефтенасыщенного пласта отбивается до отметки -527,8 м, водонасыщенный – с отметки -529,8 м.

В скважине 166 при перфорации интервала 500-503 (-519,4-522,4) м получена нефть дебитом 5,9 м³/сут. и воды 0,1 м³/сут. (частота оборотов 30), в скважине 461 из интервала 495-504 (-515,9-524,9) м дебит нефти составил 17,3 м³/сут., воды – 4,3 м³/сут. (частота оборотов 52), в скважине 462 из интервала 493,5-501 (-514,3-521,8) м получена нефть дебитом 4,1 м³/сут и вода – 19,9 м³/сут. (частота оборотов 40), в скважине 463 при перфорации интервала 491,5-500 (-511,6-520,1) м дебит нефти составил 15,8 м³/сут., воды – 4,2 м³/сут. (частота оборотов 44), в скважине 466 из интервала 495-500 (-516,0-521,0) м дебит нефти составил 6,9 м³/сут., воды 6,3 м³/сут., (частота оборотов 50), в скважине 467 из интервала 498-503 (-518,5-523,5) м получен приток нефть дебитом 14,3 м³/сут., вода – 3,9 м³/сут. (частота оборотов 65) и в скважине 468с горизонтальным стволом при перфорации интервала 720-770 (а.о. приведенная к вертикали -520,5-520,6) м и 785-885 (а.о. приведенная к вертикали -523,4-524,2) м дебит нефти составил 25,2 т/сут., воды – 2,6 м³/сут. (частота оборотов 40).

Все скважины в период 12.2014 – 12.2019 г.г. введены в эксплуатацию.

По данным ГИС в скважинах 463, 466, 467 подошва нефтенасыщенного пласта отбивается на отметках -530,4 м, -528,1 м, -527,2 м, а кровля водонасыщенного пласта отмечается на отметках -531,3 м, -528,4 м, -529,2 м. В скважинах 166, 461 и 462 уверенно отбивается ВНК на отметках -527,8 м, -529,3 м и -529,0 м.

С учетом данных пробуренных скважин ВНК по залежи принимается на отметке - 528 - 530 м (таблица 2.1.1) (граф. приложение 13).

Залежь по типу природного резервуара водоплавающая, тектонически - экранированная с востока.

Нижнеальбская нефтяная залежь южного поля западного крыла.

Продуктивность залежи была установлена опробованием скважин 1, 2, 4, 5, 6, 10, 16, 30. При опробовании этих скважин дебит безводной нефти на 7 мм штуцере варьировал от 12,1 (скв.30) до 59,5 м³/сут. (скв.6).

По данным ГИС в скважинах 1, 5, 6 подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -1006,1 м, -995,9 м, -1007,2 м соответственно. В скважинах 2, 4, 10,

16, 30 отмечается раздел нефть-вода на отметке -1008,6 м, -1009,1 м, -1007 м, -1009,5 м, -1008,2 м соответственно.

Эксплуатация нижнеальбского горизонта Южного поля начата в 1972 году одной скважиной 4. Более интенсивная разработка залежи началась с 1987 года.

В скважине 15 по ГИС раздел нефть-вода отбит на отметке -1007,7 м.

Добывающие скважины 137, 138, 142, 146, 153, 154, 155, 157, 158, 159, 160, 161, 162, 163, 165, пробуренные согласно работ [ДУПР и ДУПР №2]. Скважины 137, 142, 154, 155, 157, 158, 160, 165 пробурены в чисто нефтяной зоне, а остальные скважины – в пределах водонефтяной зоны. Эксплуатационные скважины 150, 151 пробурены за контуром нефтеносности, вскрывая кровлю водонасыщенного пласта с отметки -1009,7 м и -1016,8 м.

В скважине 161 при перфорации интервала 979,5-983 (-998,8-1002,3) м получена нефть дебитом 13,2 м³/сут. и воды 15,6 м³/сут. (частота оборотов 50).

По результатам интерпретации ГИС в скважинах 138, 146 подошва нефтяного пласта находится до отметки -1008,2 м, -1007,2 м, а водоносного коллектора с отметки -1008,9 м, -1007,8 м.

В скважинах 140, 141, 143, 145, 153, 163 водонефтяной раздел находится на отметках -1009,1, -1007,4, -1008,1, -1007,9, -1010,7 м, -1007,7 м соответственно.

В скважинах 135 (01.12.1995г.), 137 (01.01.2013г.), 154 (01.10.2014 г.), 157(01.04.2015г.), 158 (01.07.2016г.), 159 (01.06.2016г.), 160 (01.05.2016г.), 161 (01.05.2016г.), 162 (01.11.2016г.), 165 (01.03.2018) отмечаются обводненные пласты с отметок -1003,2 м, -1002,2 м, -1003,1 м, -1006,5 м, -1005,0 м, -1003,0 м, -1000,9 м, -1005,7 м, -1005,2 м, -1000,1 м, которые были приняты нами до уровня ВНК как продуктивные.

Таким образом, с учетом приведенных данных положение ВНК колеблется в пределах отметок от -1007 м до -1011 м (таблица 2.1.1). Залежь по типу природного резервуара пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная. (граф. прил. 9).

Верхнеальбская нефтяная залежь восточного крыла.

Продуктивность залежи установлена разведочными скважинами 3А, 35, 38.

В разведочной скважине 3А при опробовании интервала 471,4-480 (-488,4 -497) м получена тяжелая нефть с удельным весом 0,96 г/см³ и дебитом 6,1 м³/сут.

В скважине 35 при опробовании интервала 469-471 (-489,9-491,9) м получена тяжелая нефть удельным весом 0,960 кгс/м³. С 24.09 по 28.09.1960 г. скважина находилась в пробной эксплуатации.

В скважине 38 при опробовании интервала 468-472 (-488,6-492,6) м получена нефть удельным весом 0,95 г/см³, потенциальный дебит – составил 2,23 м³/сут. Скважина находилась в пробной эксплуатации с 01.06 по 06.06.1959 г.

Эксплуатационная скважина 147 пробурена согласно работе [ДУПР-2012]. В скважине 147 при перфорации интервала 476-480 (-494,8-498,8) м получена нефть дебитом 1,8 м³/сут. и воды дебитом 0,2 м³/сут (число качаний 5,0).

По данным ГИС в скважинах 3А и 35 отбивается раздел нефть-вода на отметке - 503,6 м, -502,9 м. В скважинах 38 и 147 подошва нефтенасыщенного пласта отбивается на отметке -497,1 м, -503,6 м, а кровля водонасыщенного пласта – с отметки -502,5 м, -504,9 м соответственно.

С учетом данных пробуренных скважин ВНК залежи принят на отметке -501-504 м (таблица 2.1.1). Залежь по типу природного резервуара водоплавающая, тектонически-экранированная с запада. (граф. прил. 15).

Залежь K1al3-A. По результатам опробования и интерпретации ГИС скважины R-8 выявлен водонефтяной пласт, а остальные разведочные скважины по ГИС являются водоносными. В скважине R-8 при перфорации интервала 707-710 (-726,2-729,2) м дебит нефти составил 8,7 м³/сут., воды – 14,3 м³/сут. (длина хода 1,6). По ГИС фиксируется раздел нефть-вода на отметке -730,4 м, который принят за уровень ВНК залежи на отметке -730 м.

Залежь по типу природного резервуара водоплавающая, тектонически-экранированная (граф. приложение 17).

Залежь K1al3-B. В скважине R-8 при опробовании интервала 852-854 (-871,2-873,2) м получена нефть дебитом 10,8 м³/сут., вода – 13,2 м³/сут. (число качаний 6). По данным ГИС в скважине R-8 выделяется 2 пласта-коллектора с прямым разделом нефть-вода на отметке -875,2 м. Скважина с апреля 2015 г. находится в консервации.

В скважине R-9 (горизонтальный ствол) при перфорации интервала 990-1074 (а.о. приведенная к вертикали-868,2-869,3) м дебит нефти составил 17,8 м³/сут., воды – 3,4 м³/сут. (частота оборотов 70). По ГИС фиксируется раздел нефть-вода на приведенной отметке -875 м.

В скважине R-10 из интервала 870,5-871,5 (а.о. приведенная к вертикали-869,5-870,4) м получена вода дебитом 14,6 м³/сут. (длина хода 2 м). По данным ГИС в скважине кровля водонасыщенного пласта отбивается на отметке -869,5 м.

Учитывая, результаты опробования и интерпретации ГИС, ВНК в северной части залежи принимается на отметке – 869 м, а в южной части на отметке -875 м (таблица 2.1.1).

Залежь по типу природного резервуара водоплавающая, тектонически-экранированная с запада (граф. приложение 18).

Аптская нефтяная залежь южного поля западного крыла.

Залежь апта на востоке осложнена тектоническим сбросом F3, который делит залежь на основной свод и восточный блок

Основной свод. Продуктивность залежи в пределах основного свода была установлена опробованием скважин 1, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 13, 15, 16, 19, 21, 23, 25, 29, 30. Ниже приводятся данные опробования скважин, в которых нефть получена с более низких отметок.

В скважине 3 при опробовании интервала 1068-1072 (-1089,7-1093,7) м был получен безводный приток нефти дебитом 19,3 м³/сут. на 7 мм штуцере. По ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -1102,7 м.

В скважине 13 при опробовании интервала 1066-1068 (-1088,7-1090,7) м получен безводный приток нефти дебитом 11 м³/сут. По данным ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -1099,4 м, а кровля водонасыщенного - на отметке -1101,9 м.

В скважине 15 при опробовании интервала 1067-1070 (-1090,3-1092,3) м получен фонтанный приток нефти дебитом 30,2 м³/сут на 7 мм штуцере. По данным ГИС раздел нефть-вода находится на отметке -1099,3 м.

В скважине 19 при опробовании интервала 1062-1066 (-1085-1089) м получен фонтанный приток нефти дебитом 36,6 м³/сут. на 7 мм штуцере. По данным ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора отмечена на отметке -1099,5 м, а кровля водонасыщенного с отметки -1101 м.

При опробовании аптской залежи из всех вышеперечисленных скважин получены фонтанные притоки безводной нефти. Дебиты нефти варьировали от 17,5 (скв.4) до 67,2 м³/сут. (скв.29).

По результатам интерпретации ГИС в добывающих скважинах 56, 59 и 60 раздел нефть-вода отбит на отметках -1102,3, -1102,9, и -1104,1 м соответственно. В разведочной скважине R-2, пробуренной в водонефтяной зоне, ВНК отбит на отметке -1104,0 м.

Все добывающие скважины, пробуренные в период 20012-2018 гг. находятся в чисто нефтяной зоне и не участвуют при обосновании ВНК.

В скважинах 137 (01.01.2013г.), 138 (01.01.2013г.), 146 (01.10.2012 г.), (155 (01.02.2015 г.), 157 (01.04.2015 г.), 158 (01.07.2016), 159 (01.06.2016 г.), 160 (01.05.2016г.), 165 (01.03.2018) отмечаются обводненные пласты с отметок -1082,5 м, -1094,5 м, -1090,4

м, -1085,6 м, -1086,2 м, -1095,9 м, -1088,8 м, -1086,7 м, -1081,7 м, которые были приняты нами до уровня ВНК как продуктивные.

По результатам интерпретации ГИС и опробования скважин ВНК принимается в пределах отметок -1101-1104 м.

Восточный блок. Нефтеносность блока установлена опробованием разведочных скважин 2 и 7.

В скважине 2 при опробовании интервалов 1062-1064 (-1084,6-1086,6), 1070-1073 (-1092,6 -1095,6) м получен фонтанный приток нефти дебитом 53 м³/сут на 7 мм штуцере, а по данным ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора фиксируется на отметке -1098,7м.

В скважине 7 при опробовании интервала 1065-1068 (-1087,7 -1090,7) м получен фонтанный приток нефти дебитом 36 м³/сут на 7 мм штуцере, а по данным ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора отбита на отметке -1096,2 м.

В скважине 162 в результате перфорации из интервала 1250-1450 (а.о. приведенная к вертикали-868,2-869,3) м дебит нефти составил 31,5 м³/сут., воды – 9,4 м³/сут. (частота оборотов 50). По ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора фиксируется на отметке -1084,5 м.

В скважинах 69, 144, 150, 151 по данным ГИС раздел нефть-вода находится на отметке -1097,6 м, -1099,5 м, -1098,5 м, -1098,7 м. В скважине 68 подошва нефтенасыщенного коллектора фиксируется на отметке -1098,1 м, а кровля водонасыщенного коллектора с отметки -1101,3 м.

С учетом этих данных по восточному блоку ВНК принимается на отметке -1098 -1099 м (таблица 2.1.1).

Залежь по типу природного резервуара пластовая, сводовая, тектонически экранированная (граф. прил. 11).

Аптская нефтяная залежь северного поля западного крыла. Продуктивность залежи была установлена опробованием скважин 2А, 21 и 28.

В скважине 21 при перфорации интервалов 1025-1028 (-1046,4-1049,4), 1025-1032 (-1046,4 -1053,4) м получен приток нефти дебитом 25 т/сут, а по данным ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора фиксируется на отметке -1053,8 м, а кровля водонасыщенного коллектора с отметки -1057,7 м.

В скважине 28 при опробовании интервала 1022-1029 (-1043,5-1050,5) м получен приток нефти дебитом 36,3 м³/сут на 7 мм штуцере. По данным ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора отбивается на отметке -1055 м.

В скважине 2А при опробовании интервала 1035-1037 (-1054,3 -1056,3) м был получен приток нефти дебитом 11,8 м³/сут и воды дебитом 37,9 м³/сут. По ГИС фиксируется ВНК на отметке -1057,6 м.

Скважины 27, 32, 49 и разведочная скважина R-3 оказались за контуром нефтеносности.

В скважине 152 при перфорации интервала 1030,5-1035,5 (-1050,6-1055,6) м получили нефть с дебитом 16,3 м³/сут и воды дебитом 5,4 м³/сут (частота оборотов 80), в скважине 156 из интервала 1036-1040(-1055,2-1059,2) м получена нефть с дебитом 10,8 м³/сут и воды дебитом 7,2 м³/сут (частота оборотов 40), в скважине 168 из интервала 1035,5-1038(-1056,3-1058,8) м получена нефть с дебитом 4,8 м³/сут и воды дебитом 10,8 м³/сут (частота оборотов 50).

По результатам интерпретации ГИС в скважинах 152, 156, 168 отбивается четкий уровень ВНК на отметке -1061,5 м, 1063,0 м, 1061,6 м соответственно.

Учитывая данные опробования и ГИС ВНК колеблется в интервалах отметок -1058-1063 м (таблица 2.1.1).

Залежь по типу природного резервуара пластовая, сводовая, тектонически экранированная с востока (граф. прил. 11).

Таблица 2.1.1 – Месторождение Кара-Арна. Характеристика залежей

Залежь	Блок	Тип залежи	Тип коллектора	Площадь продуктивности, тыс.м. ²	Характер насыщения	Принятый уровень (абс.отм.) ВНК, м
1	2	3	4	5	6	7
Западное крыло, Южное поле						
K _{2c}		водоплавающая, тектонически-экранированная	поровый	6502	нефтяной	-543-547
K _{1a1}		пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная	поровый	3672	нефтяной	-1007-1011
K _{1a}	Основ свод.	пластовая, сводовая, тектонически экранированная	поровый	6329	нефтяной	-1101-1104
	Вост. блок		поровый	902		-1098-1099
Западное крыло, Северное поле						
K _{2c}		водоплавающая, тектонически-экранированная	поровый	1446	нефтяной	-528-530
K _{1a}		пластовая, сводовая, тектонически экранированная	поровый	520	нефтяной	-1058 -1063
Восточное крыло						
K _{1a13}		водоплавающая, тектонически-экранированная	поровый	216	нефтяной	501-504
Грабен						
K _{1a13} -А		водоплавающая, тектонически-экранированная	поровый	245	нефтяной	-730
K _{1a13} -Б		водоплавающая, тектонически-экранированная	поровый	495	нефтяной	-869-875

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

2.2.1 Характеристика средних значений толщин

Залежи месторождения Кара-Арна приурочены к отложениям верхнего (горизонт К_{2с}) и нижнего мела (горизонты К_{1а3}, К_{1а1}, К_{1а}).

Разрез продуктивной толщи сложен терригенными породами.

Характеристика толщин по залежам, коллекторские свойства пластов и показатели неоднородности получены по данным бурения всех скважин.

В таблице 2.2.1 дана характеристика общих, эффективных и нефтенасыщенных толщин залежей выделенных горизонтов на 01.01.2025 г.

Общая толщина залежей посчитана как разница между подошвой нижнего и кровлей верхнего коллекторов, а там, где выделен один коллектор, высчитывалась как разница между кровлей и подошвой этого коллектора. Общая толщина выделенных коллекторов изменяется от первых метров до несколько десятков метров, среднее значение 21,3 метров имеет залежь К_{2с} Западного крыла северного поля.

Среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины более 10 метров характеризуются залежи К_{2с}, К_{1а} Западного крыла Южного поля и одна залежь К_{2с} Западного крыла Северного поля.

В таблице 2.2.2 приведены результаты статистических обработок, показателей неоднородности залежей.

Таблица 2.2.1 – Месторождение Кара-Арна. Характеристика толщин залежей

Горизонт	Крыло	Толщина	Наименование	Зоны насыщения		В целом по горизонту
				нефтяная	водонефтяная	
1	2	3	4	5	6	7
Западный свод						
К _{2с} (сеноман- ская)	Южное поле Запад. крыло	Общая	Средняя, м	-	19,8	19,8
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,121	0,121
			Интервал изменения, м	-	3,5-44,4	3,5-44,4
		Эффективная	Средняя, м	-	19,5	19,5
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,118	0,118
			Интервал изменения, м	-	3,4-43,1	3,4-43,1
		Нефте- насыщенная	Средняя, м	-	11,5	11,5
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,125	0,125
			Интервал изменения, м	-	3,4-32,2	3,4-32,2
К _{2с} (сеноман- ская)	Северн. поле Зап. крыло	Общая	Средняя, м	-	21,3	21,3
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,098	0,098
			Интервал изменения, м	-	6,9-34,9	6,9-34,9
		Эффективная	Средняя, м	-	21,1	21,1
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,100	0,100
			Интервал изменения, м	-	6,9-34,9	6,9-34,9
		Нефте- насыщенная	Средняя, м	-	10,8	10,8
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,069	0,069
			Интервал изменения, м	-	6,5-15,0	6,5-15,0

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7
K_{1al1} (нижне-альбская)	Южное поле Зап. крыло	Общая	Средняя, м	9,2	8,9	9,0
			Коэф. вариации, д. ед.	0,102	0,133	0,142
			Интервал изменения, м	3,3-15,2	3,1-15,0	1,4-19,4
		Эффективная	Средняя, м	8,9	8,7	8,7
			Коэф. вариации, д. ед.	0,106	0,133	0,143
			Интервал изменения, м	3,3-15,2	3,1-14,8	1,4-17,6
K_{1al1} (нижне-альбская)	Южное поле Зап. крыло	Нефте-насыщенная	Средняя, м	5,7	8,7	7,0
			Коэф. вариации, д. ед.	0,196	0,133	0,202
			Интервал изменения, м	0,7-13,6	3,1-14,8	0,7-14,8
K_{1al3} (верхне-альбская)	Вост. крыло	Общая	Средняя, м	-	18,7	18,7
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,047	0,047
			Интервал изменения, м	-	12,2-23,1	12,2-23,1
		Эффективная	Средняя, м	-	18,5	18,5
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,047	0,047
			Интервал изменения, м	-	12,2-13,1	12,2-13,1
		Нефте-насыщенная	Средняя, м	-	9,7	9,7
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,033	0,033
			Интервал изменения, м	-	7,7-12	7,7-12
K_{1al3-A} (верхне-альбская)	Южное поле Грабена (скв.Р-8)	Общая	Средняя, м	-	6,7	6,7
			Коэф. вариации, д. ед.	-	-	-
			Интервал изменения, м	-	-	-
		Эффективная	Средняя, м	-	6,1	6,1
			Коэф. вариации, д. ед.	-	-	-
			Интервал изменения, м	-	-	-
		Нефте-насыщенная	Средняя, м	-	3,9*	3,9*
			Коэф. вариации, д. ед.	-	-	-
			Интервал изменения, м	-	-	-
K_{1al3-B} (верхне-альбская)	Южное поле Грабена (скв.Р-8)	Общая	Средняя, м	-	11,0	11,0
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,015	0,015
			Интервал изменения, м	-	9,8-12,9	9,8-12,9
		Эффективная	Средняя, м	-	9,9	9,9
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,030	0,030
			Интервал изменения, м	-	7,9-12,1	7,9-12,1
		Нефте-насыщенная	Средняя, м	-	5,1	5,1
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,108	0,108
			Интервал изменения, м	-	2,7-6,3	2,7-6,3
K_{1a} (аптская)	Северн. поле Зап. крыло	Общая	Средняя, м	11,5*	12,5	11,6
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,030	0,049
			Интервал изменения, м	-	8,3-14,5	7,6-15,0
		Эффективная	Средняя, м	11,5*	12,4	11,3
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,030	0,056
			Интервал изменения, м	-	8,3-14,5	7,6-15,0
		Нефте-насыщенная	Средняя, м	11,5*	6,8	7,6
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,159	0,159
			Интервал изменения, м	-	3,2-11,3	3,2-11,5
K_{1a} (аптская)	Южное поле Зап. крыло Основн. свод	Общая	Средняя, м	12,1	13,3	12,2
			Коэф. вариации, д. ед.	0,049	0,021	0,047
			Интервал изменения, м	3,8-23,3	10,2-16,0	3,8-23,3
		Эффективная	Средняя, м	12,1	13,3	12,2
			Коэф. вариации, д. ед.	0,049	0,021	0,047
			Интервал изменения, м	3,8-23,3	10,2-16,0	3,8-23,3
		Нефте-насыщенная	Средняя, м	12,1	10,4	11,9
			Коэф. вариации, д. ед.	0,049	0,028	0,050
			Интервал изменения, м	3,8-23,3	6,7-13,5	3,8-23,3

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7
K1a (аптская)	Южное поле Зап. крыло Восточн. блок	Общая	Средняя, м	9,3	10,5	9,8
			Коэф. вариации, д. ед.	0,077	0,035	0,062
			Интервал изменения, м	5,4-12,8	8,2-13,0	5,4-13,0
		Эффективная	Средняя, м	9,3	10,5	9,8
			Коэф. вариации, д. ед.	0,077	0,035	0,063
			Интервал изменения, м	5,4-12,8	8,2-13,0	5,4-13,0
		Нефте- насыщенная	Средняя, м	9,3	5,2	7,7
			Коэф. вариации, д. ед.	0,077	0,159	0,159
			Интервал изменения, м	5,4-12,8	2,3-8,6	2,3-8,6

Примечание: * - значение по одной скважине

Таблица 2.2.2 – Месторождение Кара-Арна. Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов

Крыло	Горизонт	Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанистости, доли ед.			Коэффициент расчлененности, д.ед.			Коэф. распространения, д.ед.
			Среднее значение	коэф. вариации	интервал изменения	Среднее значение	коэф. вариации	интервал изменения	
Южное поле Западное крыло	Сеноманский	176	0,989	0,002	0,53-1,0	5,3	0,194	1-12	0,972
	Нижне-альбский	121	0,971	0,005	0,6-1,0	2,9	0,285	1-9	0,884
	Аптский	114	0,996	0,0004	0,8-1,0	2,3	0,277	1-7	1
Северное поле Западное крыло	Сеноманский	12	0,994	0,0002	0,96-1,0	4,9	0,087	3-8	1
	Аптский	5	0,978	0,003	0,8-1,0	2,0	0,050	1-3	1
Восточное крыло	Верхне-альбский	4	0,993	0,0001	0,97-1,0	3,3	0,160	2-5	1
Южное поле Грабена (р-н скв. R-8)	Верхне-альбский-А	1	0,826	0,073	0,51-1,0	1,7	0,320	1-3	1
	Верхне-альбский-Б	3	0,795	0,070	0,50-0,975	2,3	0,041	2-3	1

2.2.2 Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Продуктивными отложениями на месторождении являются горизонты верхнего (горизонт K2c) и нижнего мела (горизонты K1a3, K1a11, K1a). Характеристика фильтрационно-емкостных свойств выполнена по результатам интерпретации материалов ГИС и изучения керна.

Из 221 пробуренных на месторождении скважин керн отобран в 34. Суммарная проходка по всему разрезу составляет 840,8 м, вынос – 336,81 м/40,1 %; проходка по продуктивному разрезу составляет 799,38 м., вынос 301,39 м. или 37,7 % от проходки.

Сведения о наличии изученного керна ярусам приведены в таблице 2.2.2.1.

Таблица 2.2.2.1 – Общие сведения по отбору и выносу керна

Горизонт	Проходка с отбором, м	Вынос керна		Количество образцов
		м	%	
Меловые отложения				
Южное поле Западного крыла				
K _{2c}	224,75	94,76	42,2	227
K _{1a1}	186,0	71,51	38,4	113
K _{1a}	217,9	74,16	34,0	212
K _{1nc}	10,0	4,26	42,6	11
Всего	638,65	244,69	38,3	563
Северное поле Западного крыла				
K _{2c}	57,0	12,97	22,8	25
K _{1a}	30,2	17,06	56,5	13
Всего	87,2	30,03	34,4	38
Восточное крыло				
K _{1a13}	53,0	11,21	21,2	11
Южное поле Грабена				
K _{1a13-Б}	20,45	15,46	75,6	25
Всего по меловым отложениям:	799,3	301,39	37,7	637
Юрские отложения				
Южное поле Западного крыла				
J ₂	41,5	35,42	85,3	85
Всего:	840,8	336,81	40,1	722

Низкий вынос обусловлен слабой консолидацией пород-коллекторов, представленных песками, рыхлыми песчаниками, алевролитами. Выносились литологические разности, представляющие преимущественно неколлекторы - глины, глинисто-карбонатные, глинисто-алевритовые или песчаники с изменённой структурой.

На керне выполнены:

-стандартные исследования, включающие макроскопическое описание пород, определение пористости, газопроницаемости, минералогической и объёмной плотности, гранулометрического состава, карбонатности;

-специальные исследования - определение фазовых проницаемостей в системе «нефть-вода», УЭС при 100%-ной и переменной водонасыщенности, капиллярное давление, коэффициент вытеснения нефти водой.

Количество изученных стандартными методами образцов в целом по месторождению составляет 722 образцов, по продуктивным горизонтам – 637 обр.

В таблице 2.2.2.2 приведена информация по видам и объёму лабораторных исследований. Согласно таблице, можно судить о достаточном объёме стандартных исследований по всем продуктивным горизонтам и ограниченный объем по всем видам специальных анализов.

Вид исследования	Количество определений				
	Верхний мел	Нижний мел			Всего
		K _{2c}	K _{1al3}	K _{1al1}	
Плотность зерен, образец	249	34	103	222	608
Пористость, образец	248	34	103	222	607
Насыщенность нефтью, образец	207	11	77	196	491
Насыщенность водой, образец	207	11	77	197	492
Проницаемость для газа, образец	199	33	66	173	471
Проницаемость для воды, образец	189	0	25	82	296
Электрическое сопротивление, обр.	18	3	-	-	21
Вытеснение нефти водой: обр модель	16	14*	-	-	16
	10	4	-	-	14
Фазовая проницаемость, обр модель	16	14*	-	-	16
	10	4	-	-	14
Гранулометрический состав, проба	248	19	77	198	542
Карбонатность, проба	247	19	77	206	549

Помимо отбора и изучения керна в скважинах проведены исследования на шламе в скв. R-9 в интервале 538-1030 м и споро-пыльцевой анализ в скв. R-9, 165, 472. Пробы отбирались через 5 м. На пробах проводилось макроописание шлама, которое использовалось для уточнения литологии разреза.

Для характеристики коллекторских свойств и коэффициента нефтенасыщенности по ГИС использованы результаты интерпретации, выполненные по всем скважинам, Комплекс общих исследований в новых скважинах также как и в старых состоял из стандартного каротажа (КС, ПС, КВ), радиоактивного каротажа (ГК+НК), инклинометрии.

Детальные исследования выполнялись в интервале продуктивных отложений. Комплекс методов, помимо перечисленных выше, содержит: замер сопротивления боковым фокусированным зондом (БК одно-, двухзондовые установки), микробоковой каротаж (МБК), индукционный каротаж (ИК одно- и многозондовые установки), микрозондирование (МКЗ). Для определения пористости и литологии – двухзондовый нейтронный каротаж (КНК), акустический каротаж (АК) и гамма-гамма плотностной каротаж (ГГКП), в ряде скважин комплекс дополнен спектральным гамма-каротажом (U, Th, K) и записью фотоэлектрического эффекта (ФЭФ).

При выделении коллекторов и разделении по характеру насыщения руководствовались прямыми признаками, основанными на проникновении фильтрата в пласт и с помощью критических значений: $K_{п} \geq 0,16$ д.ед, $K_{гп} \leq 0,40$ д.ед., $K_{нг} \geq 0,40$ д.ед.

Интерпретация материалов ГИС проводилась с помощью программного обеспечения «GeoSolver» на основе алгоритма, разработанного при подсчёте запасов.

Основой интерпретации являются теоретические уравнения связи глинистости и пористости с геофизическими параметрами, а для определения коэффициента

нефтенасыщенности – петрофизические зависимости, полученные на керне из отложений продуктивной толщи.

Определение глинистости выполнялось по ГК с использованием зависимости В.В. Ларионова для древних пород.

Пористость коллекторов рассчитывалась по стандартным зависимостям по методам АК, НК, ГГКП. Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов рассчитывался по методу сопротивления с использованием петрофизических связей $R_n = 1,033/K_v^{2,173}$, $R_p = 0,9526/K_p^{1,935}$ для всех продуктивных горизонтов.

Продуктивными отложениями на месторождении являются горизонты верхнего (горизонт К_{2с}) и нижнего мела (горизонты К_{1а13}, К_{1а11}, К_{1а}).

Залежь сеномана

Всего по сеноманскому горизонту изучено 252 образцов керна, отобранного из 20 скважин.

На Северном поле западного крыла керн отобран в скважинах 32, 33, 42, 49. Изучено 25 образца, пористость которых изменяется от 1,8 до 40,1%; из 25 образцов проницаемость определена на 14, диапазон проницаемости которых от непроницаемых до $4900 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. К коллекторам отнесен 23 образец с пористостью в пределах 22 – 40,1 %, среднее значение 29 %, проницаемость по воздуху $1,51 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, содержание пелитовой фракции в среднем 7,8%, карбонатность – 3,8 %.

На Южном поле западного крыла горизонт охарактеризован керном из 16 скважин, исследовано 227 образца, проницаемость определена на 187 образцах. Коллектор представлен 218 образцами с пористостью от 16,1% до 0,39%, проницаемостью в среднем $1,34 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

До данным ГИС коэффициент открытой пористости пластов-коллекторов на Южном поле западного крыла изменяется от 0,16 до 0,38 д.ед. и составляет в среднем 0,29 д.ед., нефтенасыщенность изменяется от 0,40 д.ед до 0,87 д.ед, в среднем равна 0,67 д.ед., содержание объёмной глинистости от 0,02 до 0,39 д.ед., среднее значение 0,23 д.ед. Пористость коллекторов на Северном поле западного крыла варьируется в пределах 0,20-0,40 д.ед., в среднем равна 0,27 д.ед. Кнг изменяется в диапазоне 0,40-0,82 д.ед., в среднем 0,67 д.ед.

Верхне- и нижнеальбские горизонты

Горизонт К_{1а13}

Отбор керна по верхне-альбскому горизонту (К_{1а13}) на Восточном крыле выполнен в скважинах 38 и 39, вынос 11,2 м (21,2% от проходки с отбором). Породы-коллекторы представлены 8 образцами, пористость которых изменяется от 0,21 до 0,34 д.ед., среднее

значение 0,29 д.ед.; проницаемость от 0,1 мкм² до 3,1 мкм², среднее значение 1,466 мкм². По данным ГИС пористость изменяется в пределах 0,20-0,29 д.ед., в среднем равна 0,23 д.ед., Кнг изменяется в диапазоне 0,42-0,60 д.ед., в среднем 0,54 д.ед.

На южном поле Грабена по горизонту K_{1a13}-Б керн отобран в одной скважине R-9. Породы-коллекторы представлены 5 образцами, пористость которых изменяется от 0,25 до 0,40 д.ед., среднее значение 0,36 д.ед.; проницаемость от 0,129 мкм² до 1,747 мкм², среднее значение 1,06 мкм².

По данным ГИС по Грабену продуктивные коллекторы выделены в 3 скважинах (R-8, R-9, R-10). Глинистость выделенных коллекторов изменяется от 0,14 до 0,39 д.ед., открытая пористость от 0,21 до 0,29 д.ед., в среднем 0,25 д.ед., нефтенасыщенность от 0,43-0,65 д.ед., среднее значение 0,52 д.ед.

Горизонт K_{1a11}. Проходка с отбором керна по ниже-альбскому горизонту (K_{1a11}) выполнена в 13 скважинах, отобрано керна 71,51 м (38,4% от проходки). Коллекторы ниже-альбского горизонта представлены 93 образцами-коллекторами пористость которых изменяется от 0,67 до 0,37 д.ед., среднее значение 0,28 д.ед., диапазон изменения проницаемости (59 образец) по воздуху от 0,01 мкм² до 5,1 мкм², среднее значение 1,192 мкм², карбонатность в среднем составляет 4,5%.

По геофизическим исследованиям открытая пористость продуктивных коллекторов изменяется от 0,19 до 0,36 д.ед. в среднем 0,29 д.ед., нефтенасыщенность - в диапазоне 0,40-0,88 д.ед., и в среднем равна 0,64 д.ед.

Аптский горизонт. Проходка с отбором керна по аптскому горизонту (K_{1a}) выполнена в 18 скважинах. На Южном поле западного крыла пласты-коллекторы представлены по 195 образцам. Пористость коллекторов которых изменяется от 0,16 до 0,39 д.ед., среднее значение 0,27 д.ед., диапазон изменения проницаемости (148 обр) по воздуху в среднем значение 0,870 мкм², карбонатность в среднем составляет 4,5%.

На Северном поле западного крыла пласты-коллекторы представлены по 16 образцам, где пористость в среднем равна 0,23 д.ед., проницаемость 0,63*1-3 мкм², карбонатность 1,79 %.

Коэффициент открытой пористости по ГИС на Южном поле изменяется от 0,19 до 0,36 д.ед. и составляет в среднем 0,28 д.ед., нефтенасыщенность изменяется от 0,42 д.ед до 0,88 д.ед, в среднем равна 0,73 д.ед., содержание объёмной глинистости от 0,01 до 0,39 д.ед., среднее значение 0,20 д.ед. На Северном поле пористость варьируется в пределах 0,20-0,36 д.ед., в среднем равна 0,27 д.ед., Кнг в среднем равна 0,62 д.ед.

Характеристика коллекторских свойств залежей, выполненная по данным керна и ГИС с учетом новых скважин приведена в таблице 2.2.2.3.

Таблица 2.2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности по объектам месторождения Кара-Арна

Залежь	Метод определения	Наименование	Проницае-мость, *10 ⁻³ мкм ²	Козфф-т открытой пористости, д.ед.	Нефтегазо-насыщенность, д.ед.
1	2	3	4	5	6
Южное поле Западного крыла					
сеноманский горизонт K _{2с}	Лабораторные исследования керна	Количество скважин	15	16	14
		Количество определений	187	218	128
		Среднее значение	1,341	0,30	0,69
		Интервал изменения	0,01-5,88	0,16-0,39	0,42-0,92
		Коэффициент вариации	1,12	0,149	0,192
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин		131	120
		Количество определений		534	485
		Среднее значение		0,29	0,67
		Интервал изменения		0,16-0,38	0,40-0,87
		Коэффициент вариации		0,125	0,162
нижнеальбский горизонт K _{1a1}	Лабораторные исследования керна	Количество скважин	9	13	5
		Количество определений	59	93	13
		Среднее значение	1,92	0,28	0,51
		Интервал изменения	0,01-5,1	0,16-0,37	0,42-0,72
		Коэффициент вариации	1,004	0,162	0,161
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин		70	69
		Количество определений		170	143
		Среднее значение		0,29	0,64
		Интервал изменения		0,19-0,36	0,40-0,88
		Коэффициент вариации		0,117	0,17
аптский горизонт K _{1a}	Лабораторные исследования керна	Количество скважин	14	15	9
		Количество определений	148	195	52
		Среднее значение	0,87	0,27	0,52
		Интервал изменения	0,01-9,50	0,16-0,39	0,40-0,99
		Коэффициент вариации	1,675	0,182	0,232
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин		136	117
		Количество определений		210	191
		Среднее значение		0,28	0,72
		Интервал изменения		0,19-0,36	0,40-0,88
		Коэффициент вариации		0,119	0,138
Северное поле Западного крыла					
сеноманский горизонт K _{2с}	Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	2	2
		Количество определений	13	16	7
		Среднее значение	0,63	0,23	0,52
		Интервал изменения	0,02-2,5	0,19-0,27	0,43-0,65
		Коэффициент вариации	1,622	0,191	0,168
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин		7	7
		Количество определений		25	22
		Среднее значение		0,27	0,62
		Интервал изменения		0,20-0,36	0,40-0,82
		Коэффициент вариации		0,144	0,182
аптский горизонт K _{1a}	Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	2	2
		Количество определений	15	15	7
		Среднее значение	0,55	0,27	0,52
		Интервал изменения	0,02-2,56	0,23-0,33	0,43-0,66
		Коэффициент вариации	1,337	0,099	0,168
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин		2	2
		Количество определений		2	2
		Среднее значение		0,26	0,80
		Интервал изменения		0,25-0,27	0,75-0,86
		Коэффициент вариации		0,038	0,067

Продолжение таблицы 2.2.2.3

Восточное крыло					
Верхнеальбский горизонт K1a1з	Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	2	2
		Количество определений	8	8	9
		Среднее значение	1,466	0,29	0,74
		Интервал изменения	0,1-3,1	0,21-0,34	0,57-0,84
		Коэффициент вариации	0,723	0,046	0,110
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	2	2
		Количество определений	-	9	4
		Среднее значение	-	0,23	0,54
		Интервал изменения	-	0,20-0,29	0,42-0,60
Коэффициент вариации	-	0,157	0,136		
Южное поле Грабен					
верхнеальбский горизонт K1a1з - Б	Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	-
		Количество определений	5	5	-
		Среднее значение	1,06	0,36	-
		Интервал изменения	0,13-1,76	0,24-0,40	-
		Коэффициент вариации	0,586	0,172	-
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	3	3
		Количество определений	-	11	9
		Среднее значение	-	0,25	0,52
		Интервал изменения	-	0,21-0,29	0,43-0,65
Коэффициент вариации	-	0,085	0,126		

В таблице 2.2.2.4 приведены ряды распределения проницаемости, определённой по керну.

Таблица 2.2.2.4 – Ряды распределения проницаемости по горизонтам

Интервалы изменения проницаемости, *10 ⁻³ , мкм ²	Количество случаев по горизонтам			
	K _{2c}	K _{1al1}	K _{1al3}	K _{1a}
0,01-0,05	7	11	6	29
0,05-0,1	10	6	2	15
0,1-0,3	27	3	-	31
0,3-1,0	40	14	-	32
>1,0	90	14	-	23

2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

Всего в данном разделе за весь период представлены физико-химические исследования 16 проб пластовой нефти, 143 проб дегазированной нефти и 6 компонентных составов растворенного в нефти газа.

После выполнения ПР-2021 г. на месторождении были отобраны 21 поверхностные пробы нефти из 18 скважин (52, 56, 95А, 115, 167Н, 470Н - сеноманского горизонта Западного крыла Южного поля; 78, 155, 157, 160 - нижнеальбского горизонта Западного крыла Южного поля; 122, 130, 141, 162Н, 165Н - аптского горизонта Западного крыла Южного поля; 152 – аптского горизонта Западного крыла Северного поля; 166 – сеноманского горизонта Западного крыла Северного поля; R-9Н – верхнеальбского горизонта Южного поля Грабена), из которых одна проба, отобранная из скважины R-9Н, отбракована из-за высокого значения хлористых солей (3781,6 мг/л) при колебаниях от 76,23 до 305,95 мг/л. Все исследования были проведены в лабораториях НИИ Батысэкопроект, КМГ Инжиниринг, КазНИГРИ согласно действующим стандартам и

методикам. Результаты исследований новых проб согласуются с полученными ранее данными по соответствующим горизонтам.

2.3.1. Свойства нефти в пластовых условиях

На месторождении Кара-Арна исследовано 16 глубинных проб нефти, из них на Западном крыле - 13 проб, на Восточном крыле - 1 проба, на Южном поле Грабена - 2 пробы.

Западное крыло

По сеноманскому горизонту Северного поля глубинные пробы не отбирались. Характеристика пластовой нефти приводится по аналогии с Южным полем Западного крыла, где были отобраны 2 пробы из скважин 3 и 447 (таблица 2.3.1.1).

По Южному полю пластовая нефть *сеноманского горизонта* является недонасыщенной газом, тяжелой и высоковязкой с низкими значениями газосодержания и объемного коэффициента. Газосодержание в среднем составляет 3,98 м³/т, давление насыщения – 0,72 МПа при пластовом давлении 5,25 МПа. Объемный коэффициент в среднем составляет 1,036 д.ед. Плотность в пластовых условиях составила 0,9287 г/см³, вязкость – 250 МПа*с.

Пластовая нефть *нижнеальбского горизонта* Южного поля исследована по 3 пробам из скважин 1, 4, 16. Согласно результатам анализов нефть нижнеальбского горизонта по параметрам схожа с нефтью сеноманского горизонта, является тяжелой (0,936 г/см³), высоковязкой (71 МПа*с), с низкими значениями газосодержания (5,9 м³/т) и объемного коэффициента (1,032). Является недонасыщенной газом, так как пластовое давление (10,6 МПа) выше давления насыщения (2,4 МПа).

Характеристика пластовой нефти *аптского горизонта* Южного поля определена по 7 пробам из скважин 1, 2, 3, 4, 7, 15, 19. Нефть является тяжелой (0,927 г/см³), высоковязкой (56 МПа*с), недонасыщенной газом (при пластовом давлении 11,3 МПа давление насыщения составляет 3,0 МПа). Газосодержание 8,0 м³/т. Объемный коэффициент равен 1,043.

На Северном поле из *аптского горизонта* была отобрана одна проба со скважины 28. Нефть характеризуется следующими параметрами: плотность – 0,938 г/см³, вязкость 89 МПа*с, газосодержание 5,8 м³/т, пластовое давление 10,9 МПа, давление насыщения 2,1 МПа, объемный коэффициент 1,022. Согласно приведенным параметрам, нефть тяжелая, высоковязкая, недонасыщена газом, с низким значением газосодержания.

Восточное крыло

Верхнеальбский горизонт освещен одной пробой со скважины 3А. Плотность нефти равна 0,956 г/см³, давление насыщения составляет 0,23 МПа, при пластовом

давления 4,61 МПа. Вязкость нефти в пластовых условиях составил 373 МПа*с. Объемный коэффициент нефти при стандартной сепарации равен 1,01055. Газосодержание 1,30 м³/т.

Южное поле Грабена

Пластовая нефть верхнеальбского горизонта Южного поля Грабена также является тяжелой, высоковязкой и недонасыщенной газом. Газосодержание и давление насыщения составили 3,02 м³/т и 0,59 МПа соответственно. Объемный коэффициент составил 1,018 д.ед., плотность в пластовых условиях – 0,9360 г/см³, вязкость – 113,55 мПа*с.

Состав и свойства растворенного в нефти газа. Изучение свойств растворенного в нефти газа проводилось по 4 пробам Южного поля Западного крыла, из которых одна взята из залежи сеноманского горизонта, одна взята из залежи нижнеальбского горизонта и две – из залежей аптского горизонта и 2 по пробам Южного поля Грабена из верхнеальбского горизонта пачки Б. В таблице 2.3.1.2 приводятся результаты исследований по этим пробам.

Западное крыло. Южное поле

По залежи сеноманского горизонта содержание метана (скважина 447) составляет 91,31%, азота – 8,09%, удельный вес газа равен 0,592 г/см³.

По залежи нижнеальбского горизонта содержание метана (скважина 4) составляет 82,6%, азота – 12,2%, удельный вес газа равен 0,596 г/см³.

По залежи аптского горизонта (скважины 3 и 5) содержание метана составляет соответственно 88,77 и 88,95%, что в среднем равно 88,8%, азота – 8,82 и 8,65%, в среднем – 8,73%. Удельный вес газа – 0,599 и 0,694 г/см³, среднее значение – 0,646 г/см³.

Водород, углекислый газ и окись углерода во всех залежах содержатся в незначительных количествах.

Южное поле грабена

По залежи верхнеальбского горизонта пачки Б (скважина R-8) содержание метана составляет в среднем 93,69%, азота – 5,32 %, удельный вес газа – 0,590 г/см³.

Содержание водорода не установлено, сероводород отсутствует, содержание углекислого газа незначительное 0,61%.

Таблица 2.3.1.1 – Свойства пластовой нефти

№№ п/п	Наименование	По состоянию на 01.01.2025 г.			
		Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб		
1	2	3	4	5	6
Западное крыло Южное поле					
	<i>а) Нефть</i>	K_{2s}			
1	Давление насыщения газом, МПа	1	1	0,72	0,72
2	Газосодержание, м³/т	1	1	3,98	3,98
3	Давление пластовое, МПа	1	2	5,2-5,3	5,25
4	Плотность, г/см³	1	1	0,9287	0,9287
5	Вязкость, мПа×с	2	2	144-356	250
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1	1	1,036	1,036
7	Пластовая температура, °С	2	2	24,6-35,0	29,8
	<i>в) Пластовая вода</i>	K_{2s}			
1	Газосодержание, м³/т	-	-	-	-
2	в т.ч. сероводорода, мг/дм³	2	2	0,80-91	45,90
3	Объемный коэффициент, доли ед.	-	-	-	-
4	Вязкость, мПа×с	14	14	1,10-1,26	1,16
5	Общая минерализация, г/дм³	23	23	89,6-112,8	101,1
6	Плотность, г/см³	23	23	1,059-0,083	1,078
	<i>а) Нефть</i>	K_{1al}			
1	Давление насыщения газом, МПа	3	3	2,0-3,0	2,4
2	Газосодержание, м³/т	3	3	4,9-7,1	5,9
3	Давление пластовое, МПа	3	3	10,5-10,8	10,6
4	Плотность, г/см³	3	3	0,932-0,939	0,936
5	Вязкость, мПа×с	3	3	61-82	71
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	3	3	1,029-1,034	1,032
7	Пластовая температура, °С	3	3	38-39	38,3
	<i>в) Пластовая вода</i>	K_{1al}			
1	Газосодержание, м³/т	-	-	-	-
2	в т.ч. сероводорода, мг/дм³	2	2	0,80-0,80	0,80
3	Объемный коэффициент, доли ед.	-	-	-	-
4	Вязкость, мПа×с	7	7	1,13-1,26	1,22
5	Общая минерализация, г/дм³	11	11	110,6-161,6	142,6
6	Плотность, г/см³	11	11	1,084-1,124	1,106
	<i>а) Нефть</i>	K_{1a}			
1	Давление насыщения газом, МПа	7	7	1,7-3,6	3,0
2	Газосодержание, м³/т	7	7	5,0-9,6	8,04
3	Давление пластовое, МПа	7	7	11,2-11,4	11,3
4	Плотность, г/см³	7	7	0,920-0,938	0,927
5	Вязкость, мПа×с	7	7	53-66	56
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	7	7	1,021-1,055	1,043
7	Пластовая температура, °С	7	7	39-42	40,3
	<i>в) Пластовая вода</i>	K_{1a}			
1	Газосодержание, м³/т	-	-	-	-
2	в т.ч. сероводорода, мг/дм³	2	2	0,80-98,26	49,53
1	2	3	4	5	6
3	Объемный коэффициент, доли ед.	-	-	-	-
4	Вязкость, мПа×с	11	11	1,25-1,34	1,29
5	Общая минерализация, г/дм³	13	13	104-187	158,1
6	Плотность, г/см³	13	13	1,078-1,134	1,121
Западное крыло Северное поле					
	<i>а) Нефть</i>	K_{2s}			
1	Давление насыщения газом, МПа	-	-	-	-
2	Газосодержание, м³/т	-	-	-	-
3	Давление пластовое, МПа	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.3.1.1

1	2	3	4	5	6
4	Плотность, г/см ³	-	-	-	-
5	Вязкость, мПа×с	-	-	-	-
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	-	-	-	-
7	Пластовая температура, °С	-	-	-	-
<i>в) Пластовая вода</i>		K_{2s}			
1	Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	-
2	в т.ч. сероводорода, мг/дм ³	-	-	-	-
3	Объемный коэффициент, доли ед.	-	-	-	-
4	Вязкость, мПа×с	2	2	1,07-1,16	1,12
5	Общая минерализация, г/дм ³	3	3	95,5-102,5	98
6	Плотность, г/см ³	3	3	1,071-1,077	1,073
<i>а) Нефть</i>		K_{1a}			
1	Давление насыщения газом, МПа	1	1	2,1	2,1
2	Газосодержание, м ³ /т	1	1	5,8	5,8
3	Давление пластовое, МПа	1	1	10,9	10,9
4	Плотность, г/см ³	1	1	0,938	0,938
5	Вязкость, мПа×с	1	1	89	89
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1	1	1,022	1,022
7	Пластовая температура, °С	1	1	37,5	37,5
<i>в) Пластовая вода</i>		K_{1a}			
1	Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	-
2	в т.ч. сероводорода, мг/дм ³	1	1	95,82	92,82
3	Объемный коэффициент, доли ед.	-	-	-	-
4	Вязкость, мПа×с	3	3	1,27-1,30	1,29
5	Общая минерализация, г/дм ³	4	4	163,5-186,4	170
6	Плотность, г/см ³	4	4	1,128-1,133	1,130
Восточное крыло					
<i>а) Нефть</i>		K_{1a13}			
1	Давление насыщения газом, МПа	1	1	0,22	0,22
2	Газосодержание, м ³ /т	1	1	1,30	1,30
3	Давление пластовое, МПа	1	1	4,61	4,61
4	Плотность, г/см ³	1	1	0,956	0,956
5	Вязкость, мПа×с	1	1	373	373
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1	1	1,01055	1,01055
7	Пластовая температура, °С	1	1	25,69	25,69
Южное поле Грабен					
<i>а) Нефть</i>		K_{1a13}			
1	Давление насыщения газом, МПа	1	2	0,58-0,60	0,59
2	Газосодержание, м ³ /т	1	2	2,89-3,15	3,02
3	Давление пластовое, МПа	1	1	9,43	9,43
4	Плотность, г/см ³	1	2	0,9353-0,9366	0,9360
5	Вязкость, мПа×с	1	2	113,55	113,55
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1	2	1,00174-1,0189	1,0182
7	Пластовая температура, °С	1	1	35,85	35,85
<i>в) Пластовая вода</i>		K_{1a13}			
1	Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	-
2	в т.ч. сероводорода, мг/дм ³	1	1	85,56	85,56
3	Объемный коэффициент, доли ед.	-	-	-	-
4	Вязкость, мПа×с	2	2	1,20-1,20	1,20
5	Общая минерализация, г/дм ³	2	3	126,4-143,1	132
6	Плотность, г/см ³	2	3	1,095-1,097	1,096

Таблица 2.3.1.2 – Усредненные составы и свойства растворенного в нефти газа

Тип газа	Газ однократного разгазирования			
	Западное крыло. Южное поле			Южное поле Грабена
Горизонты	K _{2c}	K _{1al1}	K _{1a}	K _{1al3}
Компоненты	Содержание, %			
Метан	91,31	82,6	88,86	93,69
Этан	0,24	-	-	0,07
Пропан	0,02	-	-	0,01
и-Бутан	-	-	-	0,01
н-Бутан	0,01	-	-	0,027
и-Пентан	-	-	-	0,024
н-Пентан	-	-	-	0,027
Гексан+высшие	-	1,3	1,87	0,21
CO ₂	0,33	-	0,41	0,61
CO	-	-	0,14	-
O ₂	-	3,7	-	-
N ₂	8,09	12,2	8,73	5,32
H ₂	-	0,2	-	-
H ₂ S	-	-	-	-
Удельный вес газа по отношению к воздуху, г/см ³	0,592	0,590	0,640	0,590
Молярная масса, г/моль	-	-	-	-

2.3.2 Свойства нефти в поверхностных условиях

Всего на месторождении отобрано 143 поверхностных проб нефти, из них представительных на Западном крыле - 135 проб, на Восточном крыле - 2 пробы, на Южном поле Грабена – 4 пробы.

Из 135 проб Западного крыла 118 проб относятся к Южному полю и 17 – к Северному полю (таблица 2.3.2.1).

Из общего числа отбраковано 2 пробы из скважин 15 (аптского горизонта Западного крыла Южного поля) и R-9Н (верхнеальбского горизонта Южного поля Грабена).

Нефть, отобранная из приконтурной скважины 15, оказалась наиболее вязкой (при 30оС – 854 мм²/с) и наиболее тяжелой (0,9808 г/см³).

Устьевая проба, отобранная из скважины R-9Н, была отбракована из-за высокого значения хлористых солей (3781,6 мг/л) при колебаниях от 76,23 до 305,95 мг/л.

Ниже приводится характеристика дегазированной нефти, определенная по представительным пробам.

Западное крыло

Нефть залежи сеноманского горизонта Южного поля изучена по результатам 51 исследований битуминозная, имеет плотность от 0,9567 до 0,9687 г/см³, что в среднем составляет 0,9629 г/см³. Величина динамической вязкости нефти при 20°С изменяется от 399,12 до 967,55 мПа*с, в среднем – 611,57 мПа*с. По содержанию парафина нефть классифицируется как малопарафинистая, среднее значение содержания парафина в нефти составляет 1,25%. Содержание серы колеблется от 1,4% до 3,05%, в среднем – 2,53%, что

характеризует нефть как высокосернистую. Температура застывания – ниже -22°C , температура вспышки – 129°C . Точка начала кипения – 242°C . Выход фракций, выкипающих до 300°C , составил 17,16% по объему.

Нефть залежи сеноманского горизонта Северного поля изучена 10 пробам из скважин 32, 49, 166, 461, 467, 468, 472, 473. Плотность нефти составляет $0,9633 \text{ г/см}^3$, при диапазоне $0,9612\text{--}0,9654 \text{ г/см}^3$, динамическая вязкость при 20°C $604,53 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Содержание парафина в нефти – 2,00%, содержание серы – 2,40%. Температура застывания составляет $-16,6^{\circ}\text{C}$, температура вспышки – $146,9^{\circ}\text{C}$. Точка начала кипения – 250°C . Выход фракций, выкипающих до 300°C , составил 20,34% по объему. Нефть классифицируется как битуминозная, малопарафинистая, высокосернистая.

По залежи нижеальбского горизонта Южного поля плотность нефти изменяется в пределах $0,9570\text{--}0,9676 \text{ г/см}^3$, в среднем – $0,9624 \text{ г/см}^3$. Величина динамической вязкости нефти при 20°C изменяется от $343,40 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ до $611,52 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, в среднем составляя $427,46 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Содержание парафина в нефти изменяется от 0,17 до 2,5%, в среднем составляет 0,79%. Содержание серы колеблется от 1,16 до 2,78 %, в среднем составляя 2,53%. Температура застывания составляет -29°C , температура вспышки в закрытом тигле – 111°C . Точка начала кипения – 224°C . Содержание светлых фракций, выкипающих до 300°C , составил 21,4% по объему. Все параметры определены по 22 пробам из скважин 1, 2, 5, 6, 10, 16, 30, 75, 87, 125, 129, 138, 155, 157, 160, 161. Согласно средним значениям, нефть классифицируется как битуминозная, малопарафинистая, высокосернистая.

Нефть залежи аптского горизонта Южного поля изучена по результатам 45 проб из 39 скважин. Плотность нефти изменяется от $0,9284$ до $0,9723 \text{ г/см}^3$, в среднем составляя $0,9615 \text{ г/см}^3$. Величине динамической вязкости при 20°C – $418,71 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Содержание парафина установлено в пределах 0,15–4,2%, в среднем составляя 1,12%, содержание серы в пределах 1,4–3,78%, в среднем составляя 2,53%. Температура застывания нефти ниже -23°C , температура вспышки в закрытом тигле – 120°C . Точка начала кипения – 222°C . Выход светлых фракций, выкипающих до 300°C , составил 21% по объему.

Нефть по значению плотности является битуминозной, по содержанию парафина – малопарафинистой, по содержанию серы – высокосернистой.

По залежи аптского горизонта Северного поля отобрано 7 проб из скважин 21, 28, 152, 2А. Нефть имеют плотность от $0,962$ до $0,9677 \text{ г/см}^3$ (среднее значение $0,9652 \text{ г/см}^3$). Величина динамической вязкости нефти при 20°C в среднем составляет $529,03 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Содержание парафина в нефти изменяется от 0,20 до 1,38%, в среднем составляет 0,92%. Содержание серы колеблется от 2,4 до 3,1 %, в среднем составляя 2,84%.

Температура застывания составляет минус 19⁰С, температура вспышки в закрытом тигле – 116⁰С. Точка начала кипения - 247⁰С. Выход фракций, выкипающих до 300⁰С, составил 17% по объему. Нефть классифицируется как битуминозная, малопарафинистая, высокосернистая.

Восточное крыло

Нефть залежи верхнеальбского горизонта изучена скважинами 35 и 3А. Плотность изменяется от 0,9670 г/см³ до 0,9650 г/см³, в среднем составляет 0,9663 г/см³. Величина динамической вязкости при 20⁰С составляет в среднем 609,05 мПа*с. Содержание серы - 2,32% и 2,69%, а в среднем - 2,51%, содержание парафина – 0,39% в скважине 3А. Температура застывания составляет минус 27⁰С, температура вспышки в закрытом тигле – 98⁰С. Точка начала кипения - 240⁰С. Выход светлых фракций, выкипающих до 300⁰С, составил 20% по объему. По плотности нефть характеризуется как битуминозная, малопарафинистая, высокосернистая.

Южное поле Грабена

Верхнеальбская нефть по пачкам А и Б представлена исследованиями 4 проб из 3 скважин. Также является битуминозной, среднее значение плотности нефти при температуре 20⁰С – 0,9479 г/см³. Величина динамической вязкости при 20⁰С составляет в среднем 285,77 мПа*с. Содержание парафинов низкое – 0,84% масс. Массовая концентрация серы равна 1,92-2,26%, температура застывания – минус 21⁰С. Точка начала кипения соответствует отметкам 240-258⁰С. Выход фракций, выкипающих до 300⁰С составил 24,0 % по объему соответственно. Нефть малопарафинистая, сернистая по пачке А и высокосернистая по пачке Б.

Таблица 2.3.2.1 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование		Пласт			
		Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скв.	проб		
1		2	3	4	5
Западное крыло Южное поле К2с					
Плотность при 20°С, г/см ₃		43	50	0,9567-0,9687	0,9629
Вязкость, мПа*с		43	50	399,12-967,55	611,57
при 20°С					
30°С		42	45	188,73-427,98	278,55
40 °С		42	45	89,53-219,81	140,11
50 °С		43	50	53,59-110,94	77,63
60 °С		14	14	41,06-60,82	49,56
100 °С		17	17	9,40-14,09	11,13
Температура застывания, °С		40	42	(-38) - (-4)	-22
Температура насыщения парафином, °С		-	-	-	-
Температура вспышки в закрытом тигле, °С		40	46	103-237	129
Температура вспышки в открытом тигле, °С		5	5	125-135	131
массовое содержание, %	Серы	43	46	1,40-3,05	2,53
	Смол и силикагелевых	32	34	12,21-34,56	20,86
	Асфальтенов	31	33	1,16-4,53	2,97
	Парафинов	37	40	0,16-5,69	1,25
Объемный выход фракций, %	н.к. 100°С	42	42	183,5-267	242
	до 250 °С	36	37	0-8	2,2
	до 300 °С	42	46	8-26,0	17,16
Содержание ванадия, мг/м ³		25	28	13,7-32,47	22,71
Западное крыло Южное поле К1а1					
Плотность при 20°С, г/см ₃		18	22	0,957-0,9676	0,9624
Вязкость при 20оС, мПа*с		16	18	343,40-611,52	427,46
30°С		15	18	165,70-441,70	218,46
40 °С		16	18	87,16-183,50	110,68
50 °С		16	18	33,97-94,89	61,02
60 °С		3	3	32,62-36,00	34,51
100 °С		5	5	8,79-60,34	19,72
Температура застывания, °С		16	19	(-35) - (-10)	-29
Температура насыщения парафином, °С		-	-	-	-
Температура вспышки в закрытом тигле, °С		13	16	67,8-136	111
Температура вспышки в открытом тигле, °С		2	2	120-125	123
массовое содержание, %	Серы	15	17	1,16-2,78	2,53
	Смол и силикагелевых	8	8	3,36-31,77	19,34
	Асфальтенов	8	8	0,25-3,3	2,01
	Парафинов	11	11	0,17-2,5	0,79
Объемный выход фракций, %	н.к. 100°С	10	13	170-267	224
	до 250 °С	10	13	0,-8	3,82
	до 300 °С	13	16	18-25	21,4
Содержание ванадия, мг/м ³		5	5	2265-30,87	26,59
Западное крыло Южное поле К1а					
Плотность при 20°С, г/см ₃		39	45	0,9284-0,9723	0,9615
Вязкость, мПа*с		35	38	293,86-722,50	418,71
при 20°С					
30°С		29	32	146,2-317,26	194,47
40 °С		29	32	78,21-987,25	131,97
50 °С		35	38	35,11-86,526	57,72

Продолжение таблицы 2.3.2.1

1		2	3	4	5
60 °С		3	3	32,58-34,92	34,13
100 °С		10	11	8,30-10,34	9,28
Температура застывания, °С		34	36	(-33) - (-10)	-23
Температура насыщения парафином, °С		-	-	-	-
Температура вспышки в закрытом тигле, °С		30	32	65-221	120
Температура вспышки в открытом тигле, °С		5	5	118-138	128
массовое содержание, %	Серы	35	38	1,41-3,78	2,53
	Смол и силикагелевых	18	19	0,68-31,8	13,88
	Асфальтенов	19	20	1,21-3,54	2,12
	Парафинов	26	28	0,15-4,2	1,12
Объемный выход фракций, %	н.к. 100°С	23	25	170-248	222
	до 250 °С	27	29	0,5-8,0	3,7
	до 300 °С	31	33	16-26	21
Содержание ванадия, мг/м³		10	11	19,57-35,51	27,97
Западное крыло Северное поле К2с					
Плотность при 20°С, г/смз		8	10	0,9612-0,9654	0,9633
Вязкость, мПа*с		8	10	487,02-749,0	604,53
при 20°С					
30°С		8	8	227,46-339,9	270
40 °С		8	8	116,71-165,14	136,6
50 °С		8	10	64,34-90,28	75,93
60 °С		-	-	-	-
100 °С		7	7	10,13-12,05	11,13
Температура застывания, °С		8	10	(-26) - (-2)	-17
Температура насыщения парафином, °С		-	-	-	-
Температура вспышки в закрытом тигле, °С		6	7	122-230	147
Температура вспышки в открытом тигле, °С		3	3	132-144	136
массовое содержание, %	Серы	8	10	1,57-2,67	2,4
	Смол и силикагелевых	8	8	10,97-19,96	13,22
	Асфальтенов	8	9	1,2-3,19	1,9
	Парафинов	8	10	0,17-5,53	2
Объемный выход фракций, %	н.к. 100°С	8	8	243-260	250
	до 250 °С	4	4	1,0-4,0	2,17
	до 300 °С	8	9	16-22	20,34
Содержание ванадия, мг/м³		8	8	10,08-25,39	20,17
Западное крыло Северное поле К1а					
Плотность при 20°С, г/смз		5	7	0,962-0,9677	0,9652
Вязкость, мПа*с		5	6	327,27-663,65	529,03
при 20°С					
30°С		4	5	161,39-288,37	240,58
40 °С		4	5	83,91-148,12	122,41
50 °С		5	6	51,41-83,98	69,84
60 °С		2	2	42,97-47,60	45,28
100 °С		2	2	8,46-10,99	9,72
Температура застывания, °С		5	6	(-20) - (-18)	-19
Температура насыщения парафином, °С		-	-	-	-
Температура вспышки в закрытом тигле, °С		4	5	107-135	116
Температура вспышки в открытом тигле, °С		-	-	-	-
массовое содержание, %	Серы	5	6	2,40-3,1	2,84
	Смол и силикагелевых	4	4	12,57-29,5	19,24
	Асфальтенов	5	5	2,61-4,56	3,55
	Парафинов	5	6	0,2-1,38	0,92

Продолжение таблицы 2.3.2.1

1		2	3	4	5
Объемный выход фракций, %	н.к. 100°С	2	3	238-250	247
	до 250 °С	1	1	1,5-1,5	1,5
	до 300 °С	4	5	15-20	17
Содержание ванадия, мг/м³		3	3	16,62-32,09	25,52
Восточно крыло К1а1з					
Плотность при 20°С, г/смз		2	2	0,965-0,967	0,9663
Вязкость, мПа*с		2	2	570,14-647,95	609,05
при 20°С					
30°С		1	1	296,68	296,68
40 °С		1	1	131,51	131,51
50 °С		2	2	73,01-77,70	75,33
60 °С		-	-	-	-
100 °С		-	-	-	-
Температура застывания, °С		2	2	(-35) - (-19)	-27
Температура насыщения парафином, °С		-	-	-	-
Температура вспышки в закрытом тигле, °С		2	2	75-120	98
Температура вспышки в открытом тигле, °С		-	-	-	-
массовое содержание, %	Серы	2	2	2,32-2,69	2,51
	Смол и силикагелевых	-	-	-	-
	Асфальтенов	-	-	-	-
	Парафинов	1	1	0,39	0,39
Объемный выход фракций, %	н.к. 100°С	2	2	220-260	240
	до 250 °С	1	1	4,5	4,5
	до 300 °С	2	2	17-23	20
Содержание ванадия, мг/м³		-	-	-	-
Южное поле Грабен. К1а1з А и Б					
Плотность при 20°С, г/смз		3	4	0,945-0,951	0,9479
Вязкость, мПа*с		2	4	214,52-14,64	285,77
при 20°С					
30°С		2	4	109,83-199,19	141,31
40 °С		2	4	61,39-105,96	76,96
50 °С		2	4	38,10-60,14	45,82
60 °С		1	1	32,12	32,12
100 °С		2	3	6,93-9,33	8,12
Температура застывания, °С		3	4	(-21) - (-20)	-21
Температура насыщения парафином, °С		-	-	-	-
Температура вспышки в закрытом тигле, °С		3	4	97-129	115
Температура вспышки в открытом тигле, °С		2	2	124-140	132
массовое содержание, %	Серы	3	4	1,92-2,26	2,1
	Смол и силикагелевых	3	4	9,95-28,11	13,24
	Асфальтенов	3	4	1,23-1,61	1,37
	Парафинов	3	4	0,09-1,42	0,84
Объемный выход фракций, %	н.к. 100°С	3	4	240-258	246
	до 250 °С	2	2	1,0-3,0	2
	до 300 °С	3	4	14-27	24
Содержание ванадия, мг/м³		3	4	17,96-24,79	20,42

2.3.3 Свойства и состав воды

В гидрогеологическом отношении месторождение Кара-Арна находится в юго-восточной прибортовой зоне Прикаспийской системы артезианских бассейнов.

Продуктивные горизонты месторождения Кара-Арна приурочены к верхнемеловым сеноманским и нижнемеловым альбским, аптским, неомским отложениям.

Свойства и состав пластовых вод продуктивных горизонтов месторождения Кара-Арна изучены по исследованиям, проведенным в период 1959-1961 годов, со скважин: 1, 3, 4, 6, 8, 12, 13, 16, 18, 29, 32, К-1, в 2005 году со скважин: 415 и 416, в период 2011-2012 годов со скважины: 2А, 5, 59, 94, 75, 87, 133, К-2, R2, R4, в период 2015-2019 годов со скважин: 2, 28, 53, 60, 66, 67, 79, 88, 131, 156, 158, 159, 161, 163, 166, 167, 438, 454, 467, 472, 473, R8 и в период 2021-2024 годов со скважин: 52, 95а, 115, 122, 130, 141, 143, 152, 155, 157, 162Н, 165, 167Н, 470Н, R9.

По состоянию на 01.01.2025 г. были отобраны и проанализированы 66 проб воды из 61 скважин: 1, 2, 2А, 3, 4, 5, 6, 8, 12, 13, 16, 18, 28, 29, 32, 52, 53, 59, 60, 66, 67, 75, 79, 87, 88, 94, 95а, 115, 122, 130, 131, 133, 141, 143, 152, 155, 156, 157, 158, 159, 161, 162Н, 163, 165, 166, 167, 167Н, 415, 416, 438, 454, 467, 470Н, 472, 473, К-1, К-2, R2, R4, R8, R9, из них 4 пробы воды из скважин: 158, 166, 454 и К-2 оказались некондиционными, в расчетах не участвуют, отбракованы из за существенных отклонений (высокая минерализация и высокое содержание анион-катионов).

Анализы проб пластовой воды отобраны из кампанских отложений-К₂ср Западное крыло Южного поля, I объекта Западное крыло Южного поля (ЗК ЮП К₂s) сеноманских отложений, I объекта Западное крыло Северного поля (ЗК СП К₂s) сеноманских отложений, II объекта Западное крыло Южного поля (ЗК ЮП К_{1a1}) нижнеальбских отложений, II объекта Грабен Южного поля (Грабен ЮП К_{1a3}) верхнеальбских отложений, III объекта Западное крыло Южного поля (ЗК ЮП К_{1a}) аптских отложений, III объекта Западное крыло Северного поля (ЗК СП К_{1a}) аптских отложений и из неомских отложений -К₁пс Западного крыло Южного поля.

Исследования были выполнены в промысловой химико-аналитической лаборатории на самом месторождении и в аккредитованной лаборатории ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, в лаборатории ТОО «НИИ «Батысэкопроект», г. Актобе, в лаборатории ТОО «КМГ ИНЖИНИРИНГ» г. Атырау, которые содержат результаты по основному шестикомпонентному составу, данные по плотности, по показателю рН воды, общей жесткости, минерализации, тип воды и данные по микрокомпонентам, как: йод, бром, барий, железо, ванадий, хром, марганец, никель, медь, цинк и свинец, а также данные по сероводороду и механическим примесям.

Ниже приводятся результаты исследования свойств и состав воды по горизонтам и объектам.

Кампанские отложения - К_{2ср}, Западного крыла Южного поля

Кампанские отложения изучены на месторождении Кара-Арна по результатам анализов 3-х проб, отобранных из скважин: К-1, 6, 29. Проба воды из скважины К-1 отобрана в 1959 году, из скважины 6 (интервал 277-299 м) и 29 (интервал 310-313 м, 327-329 м) отобраны в 1960 году.

Воды кампанских отложений по степени минерализации характеризуются как слабый рассол, хлоркальциевого типа. Минерализация находится в диапазоне от 68,5-98,8 г/дм³, в среднем составляя 83,8 г/дм³, при плотности 1,062 г/см³. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca^{2+} Mg^{2+} , составляет 148,6 мг-экв/дм³, т.е вода является очень жесткой.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ варьирует в диапазоне 23961-34128,7 мг/дм³, в среднем составляя 28862,6 мг/дм³, Ca^{2+} находится в диапазоне 2210-2780 мг/дм³, в среднем составляя 2576,7 мг/дм³, Mg^{2+} изменяется в диапазоне 41,3-510,7 мг/дм³, в среднем составляя 240,7 мг/дм³, Cl^- варьирует в диапазоне 40779-57799,8 мг/дм³, в среднем составляя 48934,8 мг/дм³, SO_4^{2-} изменяется в диапазоне 207,4-1481,4 мг/дм³, в среднем составляя 787,9 мг/дм³, HCO_3^- варьирует в диапазоне 73,2-480 мг/дм³, в среднем составляя 265,7 мг/дм³. Микрокомпоненты отсутствуют (табл. 2.3.3.1, 2.3.3.3 и 2.3.3.5).

I объект (ЗК СП К_{2с}) Западное крыло Южного поля сеноманские отложения.

Сеноманские отложения Южного поля I объект (ЗК ЮП К_{2с}) изучены по 26-ти пробам из 26-ти скважин: 2, 3, 5, 8, 12, 13, 18, 52, 53, 59, 60, 79, 94, 95а, 115, 158, 167, 167Н, 415, 416, 438, 454, 470Н, 472, 473, К-2, из них 3 пробы воды из скважин: 158, 454 и К-2 оказались некондиционными, в расчетах не участвуют, отбракованы из за существенных отклонений (высокая минерализация и высокое содержание анион-катионов). Пробы отобраны в 1959- 1960 гг, в 2005 г, в 2012 г, в 2016-2017 гг, в 2019 г., и в период 2021-2024 годы.

Пластовые воды сеноманских отложений Южного поля I объекта (ЗК ЮП К_{2с}) представляют собой слабые рассолы, хлоркальциевого типа. Минерализация вод находится в диапазоне 89,6-112,8 г/дм³, в среднем составляя 101,1 г/дм³, при плотности 1,078 г/см³. По кислотно-щелочным свойствам при pH<6,66 вода характеризуются как слабокислая с переходом в нейтральные. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca^{2+} Mg^{2+} , составляет 272 мг-экв/дм³, что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах

следующее: $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ варьирует в диапазоне 29948,5-38883 мг/дм³, в среднем составляя 33957,8 мг/дм³, Ca^{2+} находится в диапазоне 599,8-4554,5 мг/дм³, в среднем составляя 2558 мг/дм³, Mg^{2+} изменяется в диапазоне 92,4-3505,4 мг/дм³, в среднем составляя 1744,5 мг/дм³, Cl^- варьирует в диапазоне 55164,1-69075 мг/дм³, в среднем составляя 62203,7 мг/дм³, SO_4^{2-} изменяется в диапазоне 8,8-1901,4 мг/дм³, в среднем составляя 227,6 мг/дм³, HCO_3^- варьирует в диапазоне 48,8-403 мг/дм³, в среднем составляя 108,8 мг/дм³ (табл. 2.3.4 и 2.3.6).

Из микрокомпонентов определены: бром, бор, иод, железо, ванадий, хром, марганец, никель, медь, цинк и свинец. Содержание Br находится в диапазоне 14,20-224,50 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 90,43 мг/дм³, B составляет 10,49 мг/дм³, I находится в диапазоне 1,23-42 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 12,11 мг/дм³, Fe^{2+} варьируют в диапазоне 0,14-11,20 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 2,29 мг/дм³, содержание тяжелых металлов незначительное, V находится в диапазоне 0,010-0,037 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 0,023 мг/дм³, Cr изменяется в диапазоне 0,085-0,143 мг/дм³, в среднем составляет 0,118 мг/дм³, Mn варьируют в диапазоне 0,004-0,150 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 0,714 мг/дм³, Ni находится в диапазоне 0,004-0,031 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 0,010 мг/дм³, Cu изменяется в диапазоне 0,060-0,228 мг/дм³, в среднем составляет 0,118 мг/дм³, Zn варьируют в диапазоне 0,003-0,080 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 0,061 мг/дм³, Pb составляет 0,003 мг/дм³, а также присутствуют механические примеси, содержание варьируют в диапазоне 0,21-102 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 12,33 мг/дм³, сероводород содержание находится в диапазоне 0,80-91 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 45,9 мг/дм³ (табл. 2.3.3.5).

1 объект (ЗК СП К2s) Западное крыло Северного поля сеноманские отложения.

Сеноманские отложения Северного поля I объекта (ЗК ЮП К2s) изучены по 4-м пробам из 3-х скважин: 32, 166, 467, из них 1 проба воды из скважин: 166 оказалась некондиционной, в расчетах не участвует, отбракована из за существенных отклонений (высокая минерализация и высокое содержание анион-катионов). Пробы воды отобраны в 1959 г, в 2016 г, и в 2019 г и 2021 году.

Воды сеноманских отложений Северного поля по степени минерализации характеризуются как слабые хлоркальциевые рассолы. Минерализация вод находится в диапазоне 95,5-102,5 г/дм³, в среднем составляя 98 г/дм³, при плотности 1,073 г/см³. По кислотнo-щелoчным свойствам при pH<6,90 вода характеризуются как слабокислая с переходом в нейтральные. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca^{2+} Mg^{2+} , составляет 264 мг-экв/дм³, что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах

следующее: $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ варьирует в диапазоне 31651-35942 мг/дм³, в среднем составляя 33122,9 мг/дм³, Ca^{2+} находится в диапазоне 3233,8-4204 мг/дм³, в среднем составляя 3724,6 мг/дм³, Mg^{2+} изменяется в диапазоне 97,3-1551,4 мг/дм³, в среднем составляя 948,6 мг/дм³, Cl^- варьирует в диапазоне 58819,9-62118,8 мг/дм³, в среднем составляя 60039,2 мг/дм³, SO_4^{2-} изменяется в диапазоне 34-38,4 мг/дм³, в среднем составляя 36,2 мг/дм³, HCO_3^- варьирует в диапазоне 36,6-95,8 мг/дм³, в среднем составляя 65,5 мг/дм³ (табл. 2.3.3.1 и 2.3.3.3).

Из микрокомпонентов определены: бром, бор, иод, железо, ванадий, хром, марганец, висмут, никель, медь и свинец. Содержание ионов брома достаточно большое, Br составляет 215,43 мг/дм³, B -10,52 мг/дм³, I -1,21 мг/дм³, Fe^{2+} варьируют в диапазоне 0,21-11,78 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 6 мг/дм³, содержание тяжелых металлов незначительное, V составляет -0,021 мг/дм³, Cr изменяется в диапазоне 0,117-0,120 мг/дм³, в среднем составляет 0,119 мг/дм³, Mn составляет -0,181 мг/дм³, Ni -0,007 мг/дм³, Cu -0,055 мг/дм³, Pb составляет -0,012 мг/дм³, а также присутствуют механические примеси, содержание варьируют в диапазоне 0,32-0,64 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 0,48 мг/дм³ (табл. 2.3.3.5).

II объект (ЗК ЮП K_{1al1}) Западное крыло Южного поля нижнеальбские отложения.

Нижнеальбские отложения Южного поля I объекта (ЗК ЮП K_{1al1}) изучены по 11-ти пробам из 11-ти скважин: 1, 4, 6, 16, 75, 87, 88, 143, 155, 157, 161. Пробы воды отобраны в 1960- 1961 гг, в 2012 г, в 2016 г, в 2019 г., и в 2023-2024 годы.

Воды нижнеальбских отложений Южного поля по степени минерализации характеризуются как крепкие хлоркальциевые рассолы. Минерализация вод находится в диапазоне 110,6-161,6 г/дм³, в среднем составляя 142,6 г/дм³, при плотности 1,106 г/см³. По кислотно-щелочным свойствам при pH<6,57 вода характеризуется как слабокислая с переходом в нейтральные. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca^{2+} Mg^{2+} , составляет 360,5 мг-экв/дм³, что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ варьирует в диапазоне 37596,4-55224,8 мг/дм³, в среднем составляя 47608,6 мг/дм³, Ca^{2+} находится в диапазоне 3574,7-5639 мг/дм³, в среднем составляя 4591,4 мг/дм³, Mg^{2+} изменяется в диапазоне 656,6-2650,7 мг/дм³, в среднем составляя 1583 мг/дм³, Cl^- варьирует в диапазоне 65955,6-99476,3 мг/дм³, в среднем составляя 85556,2 мг/дм³, SO_4^{2-} изменяется в диапазоне 8,8-3045,1 мг/дм³, в среднем составляя 639,6 мг/дм³, HCO_3^- варьирует в диапазоне 61-488 мг/дм³, в среднем составляя 147,4 мг/дм³ (табл. 2.3.3.1 и 2.3.3.3).

Из микрокомпонентов определены: бром, бор, иод, железо, ванадий, хром, марганец, висмут, никель, медь и свинец. Содержание Br изменяется в диапазоне 20,61-238,07 мг/дм³, в среднем составляет 164,61 мг/дм³, I находится в диапазоне 5,08-29,35 мг/дм³, в среднем составляет 13,17 мг/дм³, Fe²⁺ варьируют в диапазоне 0,94-33,60 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 14,62 мг/дм³, содержание тяжелых металлов незначительное, V изменяется в диапазоне 0,004-0,027 мг/дм³, в среднем составляет 0,017 мг/дм³, Cr находится в диапазоне 0,117-0,122 мг/дм³, в среднем составляет 0,119 мг/дм³, Mn варьируют в диапазоне 0,002-1,180 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 0,395 мг/дм³, Bi составляет -0,081 мг/дм³, Ni изменяется в диапазоне 0,004-0,007 мг/дм³, в среднем составляет 0,006 мг/дм³, Cu варьируют в диапазоне 0,046-0,203 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 0,114 мг/дм³, Zn составляет -0,003 мг/дм³, Pb изменяется в диапазоне 0,003-0,008 мг/дм³, в среднем составляет 0,005 мг/дм³, а также присутствуют механические примеси, содержание варьируют в диапазоне 0,01-75 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 21,86 мг/дм³ и сероводород -0,80 мг/дм³ (табл. 2.3.3.5).

II Грабен объект (Грабен ЮП K1a1з) Грабен Южного поля верхнеальбские отложения.

Верхнеальбские отложения Южного поля II грабен объекта (Грабен ЮП K1a1з) изучены по 3 пробам из 2-х скважин: R8 и R9. Пробы воды из скважины R8 (интервал 856-872 м и 707-710 м) отобраны в 2015-2016 годы, а проба воды из скважины R9 (интервал 990-1074 м) отобрана в 2021 году.

Воды верхнеальбских отложений Южного поля по степени минерализации характеризуются как крепкие хлоркальциевые рассолы. Минерализация вод находится в диапазоне 126,4-143,1 г/дм³, в среднем составляя 132 г/дм³, при плотности 1,096 г/см³. По кислотно-щелочным свойствам при pH<6,46 вода характеризуются как слабокислая с переходом в нейтральные. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca²⁺ Mg²⁺, составляет 355,5 мг-экв/дм³, что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ варьирует в диапазоне 40189,4-43009 мг/дм³, в среднем составляя 41294,3 мг/дм³, Ca²⁺ находится в диапазоне 3507,7-6515,2 мг/дм³, в среднем составляя 4516,6 мг/дм³, Mg²⁺ изменяется в диапазоне 1255,5-1873 мг/дм³, в среднем составляя 1555,8 мг/дм³, Cl⁻ варьирует в диапазоне 77873-97568,9 мг/дм³, в среднем составляя 84438,4 мг/дм³, SO₄²⁻ изменяется в диапазоне 15,8-197,6 мг/дм³, в среднем составляя 83,8 мг/дм³, HCO₃ варьирует в диапазоне 31,5-171 мг/дм³, в среднем составляя 87,8 мг/дм³ (табл. 2.3.4 и 2.3.6).

Из микрокомпонентов определены: бром, бор, иод, железо, ванадий, хром,

марганец, висмут, никель, медь и свинец. Содержание Вг составляет $-157,98 \text{ мг/дм}^3$, В составляет $-7,29 \text{ мг/дм}^3$, I составляет $-1,16 \text{ мг/дм}^3$, Fe^{2+} варьируют в диапазоне $6,53\text{-}14,36 \text{ мг/дм}^3$, в среднем по объекту составляет $8,18 \text{ мг/дм}^3$, содержание тяжелых металлов незначительное, V изменяется в диапазоне $0,006\text{-}0,030 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляет $0,018 \text{ мг/дм}^3$, Сг находится в диапазоне $0,108\text{-}0,350 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляет $0,229 \text{ мг/дм}^3$, Мп составляет $-10,24 \text{ мг/дм}^3$, Вi составляет $-0,033 \text{ мг/дм}^3$, Ni изменяется в диапазоне $0,009\text{-}0,110 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляет $0,060 \text{ мг/дм}^3$, Cu варьируют в диапазоне $0,061\text{-}0,170 \text{ мг/дм}^3$, в среднем по объекту составляет $0,116 \text{ мг/дм}^3$, Zn составляет $-2,670 \text{ мг/дм}^3$, Рb составляет $-0,010 \text{ мг/дм}^3$, а также присутствуют механические примеси, содержание варьируют в диапазоне $0,22\text{-}154 \text{ мг/дм}^3$, в среднем по объекту составляет $8,18 \text{ мг/дм}^3$ и сероводород $-85,56 \text{ мг/дм}^3$ (табл. 2.3.3.5).

III объект (ЗК ЮП К_{1а}) Западное крыло Южного поля аптские отложения.

Аптские отложения Южного поля III объекта (ЗК ЮП К_{1а}) изучены по 13 пробам из 13-ти скважин: 13, 66, 67, 122, 130, 131, 133, 141, 159, 162Н, 163, 165, R-2. Пробы воды отобраны в 1961 г, в 2012 г, в период 2016-2018 гг., и в период 2021-2024 годы.

Воды аптских отложений Южного поля по степени минерализации характеризуются как крепкие хлоркальциевые рассолы. Минерализация вод находится в диапазоне $104\text{-}187 \text{ г/дм}^3$, в среднем составляя $159,3 \text{ г/дм}^3$, при плотности $1,122 \text{ г/см}^3$. По кислотнo-щелочным свойствам при $\text{pH} < 6,40$ вода характеризуются как слабокислая с переходом в нейтральные. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием $\text{Ca}^{2+} \text{ Mg}^{2+}$, составляет 382 мг-экв/дм^3 , что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ варьирует в диапазоне $31432,6\text{-}65044,5 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $53952,3 \text{ мг/дм}^3$, Ca^{2+} находится в диапазоне $1075\text{-}6043,7 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $4113,6 \text{ мг/дм}^3$, Mg^{2+} изменяется в диапазоне $1143\text{-}4778,3 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя 2116 мг/дм^3 , Cl^- варьирует в диапазоне $60991\text{-}114849,9 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $97419,8 \text{ мг/дм}^3$, SO_4^{2-} изменяется в диапазоне $8,8\text{-}921,7 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя 144 мг/дм^3 , HCO_3^- варьирует в диапазоне $43,4\text{-}244 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $89,7 \text{ мг/дм}^3$ (табл. 2.3.3.1 и 2.3.3.3).

Из микрокомпонентов определены: бром, бор, иод, железо, ванадий, хром, марганец, висмут, никель, медь и свинец. Содержание Вг варьируют в диапазоне $15\text{-}241 \text{ мг/дм}^3$, в среднем по объекту составляет $113,03 \text{ мг/дм}^3$, В составляет $-5,77 \text{ мг/дм}^3$, I изменяется в диапазоне $1,11\text{-}21 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляет 11 мг/дм^3 , Fe^{2+} варьируют в диапазоне $0,22\text{-}23,24 \text{ мг/дм}^3$, в среднем по объекту составляет $5,38 \text{ мг/дм}^3$, содержание тяжелых металлов незначительное, V изменяется в диапазоне $0,012\text{-}0,030 \text{ мг/дм}^3$, в

среднем составляет 0,022 мг/дм³, Сг находится в диапазоне 0,101-0,139 мг/дм³, в среднем составляет 0,118 мг/дм³, Мп варьируют в диапазоне 0,002-4,521 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 1,123 мг/дм³, Вi находится в диапазоне 0,037-0,235 мг/дм³, в среднем составляет 0,126 мг/дм³, Ni изменяется в диапазоне 0,006-0,086 мг/дм³, в среднем составляет 0,019 мг/дм³, Си варьируют в диапазоне 0,063-0,181 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 0,114 мг/дм³, Zn изменяется в диапазоне 0,003-0,071 мг/дм³, в среднем составляет 0,045 мг/дм³, Pb варьируют в диапазоне 0,003-0,112 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 0,058 мг/дм³, а также присутствуют механические примеси, содержание варьируют в диапазоне 0,34-176 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 22,89 мг/дм³ и сероводород, содержание изменяется в диапазоне 0,80-98,26 мг/дм³, в среднем составляет 49,53 мг/дм³ (табл. 2.3.3.5).

III объект (ЗК СП К_{1а}) Западное крыло Северного поля аптские отложения.

Аптские отложения Северного поля III объекта (ЗК СП К_{1а}) изучены по 4 пробам из 4-х скважин: 2А, 28, 152, 156. Пробы воды отобраны в 2012 г, в 2018 г и в 2021 году.

Результаты проведенных исследований показали, что пластовые воды аптских отложений Северного поля представляют собой крепкие рассолы, хлоркальциевого типа. Минерализация вод находится в диапазоне 163,5-186,4 г/дм³, в среднем составляя 170 г/дм³, при плотности 1,130 г/см³. По кислотно-щелочным свойствам при pH<5,77 вода характеризуется как кислая. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca²⁺ Mg²⁺, составляет 406,4 мг-экв/дм³, что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ варьирует в диапазоне 55444,1-65229,8 мг/дм³, в среднем составляя 58283,6 мг/дм³, Ca²⁺ находится в диапазоне 3068,7-4730 мг/дм³, в среднем составляя 4025,6 мг/дм³, Mg²⁺ изменяется в диапазоне 1727,5-4243,7 мг/дм³, в среднем составляя 2492,5 мг/дм³, Cl⁻ варьирует в диапазоне 100524,9-115222,2 мг/дм³, в среднем составляя 104922 мг/дм³, SO₄²⁻ изменяется в диапазоне 10,3-502,2 мг/дм³, в среднем составляя 254 мг/дм³, HCO₃ варьирует в диапазоне 65,4-73,9 мг/дм³, в среднем составляя 69,5 мг/дм³ (табл. 2.3.3.1 и 2.3.3.3).

Из микрокомпонентов определены: бром, бор, иод, железо, ванадий, хром, марганец, висмут, никель, медь и свинец. Содержание ионов брома достаточно большое, Br составляет 185,2 мг/дм³, В составляет -5,49 мг/дм³, I -1,13 мг/дм³, Fe²⁺ варьируют в диапазоне 0,56-173 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 12,67 мг/дм³, содержание тяжелых металлов незначительное, V изменяется в диапазоне 0,029-0,032 мг/дм³, в среднем составляет 0,031 мг/дм³, Сг находится в диапазоне 0,120-0,127 мг/дм³, в среднем составляет 0,124 мг/дм³, Мп составляет -0,029 мг/дм³, Вi находится в диапазоне 0,040-

0,044 мг/дм³, в среднем составляет 0,042 мг/дм³, Ni изменяется в диапазоне 0,010-0,011 мг/дм³, в среднем составляет 0,011 мг/дм³, Cu варьируют в диапазоне 0,080-0,115 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 0,098 мг/дм³, а также присутствуют механические примеси, содержание которого варьируют в диапазоне 0,56-173 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 44,21 мг/дм³ и сероводород составляет -92,82 мг/дм³ (табл. 2.3.3.5).

Неокомские отложения - К₁нс, Западного крыла Южного поля.

Неокомские отложения Западного крыла Южного поля изучены по результатам анализов 2-х проб, отобранных из одной скважины R4. Пробы отобраны в 2011 году.

Воды неокомских отложений по степени минерализации характеризуются как крепкие хлоркальциевые рассолы. Минерализация вод находится в диапазоне 194,9-195 г/дм³, в среднем составляя 195 г/дм³, при плотности 1,132 г/см³. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca²⁺ Mg²⁺, составляет 450 мг-экв/дм³, что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ варьирует в диапазоне 67185-67636 мг/дм³, в среднем составляя 67410,5 мг/дм³, Ca²⁺ находится в диапазоне 5411-5711 мг/дм³, в среднем составляя 5561 мг/дм³, Mg²⁺ изменяется в диапазоне 2067-2128 мг/дм³, в среднем составляя 2097,5 мг/дм³, Cl⁻ варьирует в диапазоне 119168-119869 мг/дм³, в среднем составляя 119518,5 мг/дм³, SO₄²⁻ отсутствует, HCO₃ варьирует в диапазоне 18-43 мг/дм³, в среднем составляя 30,5 мг/дм³ (табл. 2.3.3.1 и 2.3.3.3). Микрокомпоненты и тяжелые металлы отсутствуют (табл. 2.3.8).

Для изучения свойств и состава закачиваемых вод отобраны 4 пробы из ППД 1 проба, из БКНС 3 пробы. Пробы закачиваемой воды отобраны в 2021-2024 годы. Закачиваемые воды представляют собой крепкие рассолы, хлоркальциевого типа. Минерализация вод находится в диапазоне 138,9-177,2 г/дм³, в среднем составляя 154,5 г/дм³, при плотности 1,109 г/см³. По кислотно-щелочным свойствам при pH<6,13 вода характеризуется как кислая. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca²⁺ Mg²⁺, составляет 316,5 мг-экв/дм³, что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ варьирует в диапазоне 45934,4-55824,4 мг/дм³, в среднем составляя 49613,3 мг/дм³, Ca²⁺ находится в диапазоне 2974,2-4509 мг/дм³, в среднем составляя 3815,6 мг/дм³, Mg²⁺ изменяется в диапазоне 1253,3-1649,9 мг/дм³, в среднем составляя 1508 мг/дм³, Cl⁻ варьирует в диапазоне 84784,9-126359 мг/дм³, в среднем составляя 99073,7 мг/дм³, SO₄²⁻ изменяется в диапазоне 40-609,2 мг/дм³, в среднем составляя 373,9 мг/дм³, HCO₃ варьирует в диапазоне 42,700-133,420 мг/дм³, в среднем составляя 86,170

мг/дм³ (табл. 2.3.3.2 и 2.3.3.4). Из микрокомпонентов определены: бром, бор, иод, железо, ванадий, хром, никель и медь. Содержание ионов брома достаточно большое, Br варьируют в диапазоне 26,60-237,27 мг/дм³, в среднем составляют 150,97 мг/дм³, В составляет -6,75 мг/дм³, I находится в диапазоне 1,15-25,20 мг/дм³, в среднем составляя -10,48 мг/дм³, Fe варьируют в диапазоне 0,21-18,29 мг/дм³, в среднем составляя 8,03 мг/дм³. Содержание тяжелых металлов незначительное. V варьируют в диапазоне 0,006-0,024 мг/дм³, в среднем составляя 0,015 мг/дм³, Cr находится в диапазоне 0,120-0,024 мг/дм³, в среднем составляя 0,015 мг/дм³, Ni варьируют в диапазоне 0,006-0,007 мг/дм³, в среднем составляя 0,007 мг/дм³, Cu находится в диапазоне 0,019-0,077 мг/дм³, в среднем составляя 0,048 мг/дм³ (табл. 2.3.3.5).

Содержание ионов и примесей в пластовой воде по состоянию на 01.01.2025г приводится в таблице 2.3.3.1. Физико-химические показатели свойств воды месторождения Кара-Арна приводится в таблицах 2.3.3.3-2.3.3.5.

Таблица 2.3.3.1 – Содержание ионов и примесей в пластовой воде по состоянию на 01.01.2025 г. месторождения Кара-Арна

Содержание ионов, мг/дм³ и примесей, г/дм³	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв-н	проб			скв-н	проб			скв-н	проб			скв-н	проб		
	Кампанские отложения (ЗК ЮП К _{2ср}) Западное крыло Южное поле	I объект (ЗК ЮП К _{2с}) Западное крыло Южное поле сеноманские отложения				I объект (ЗК СП К _{2с}) Западное крыло Северное поле сеноманские отложения				II объект (ЗК ЮП К _{1al1}) Западное крыло Южное поле нижнеальбские отложения						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Cl ⁻	3	3	40779- 57799,8	48934,8	23	23	55164,1- 69075	62203,7	3	3	58819,9- 62118,8	60039,2	11	11	65955,6- 99476,3	85556,2
SO ₄ ²⁻	3	3	207,4-1481,4	787,9	23	23	8,8-1901,4	227,6	2	2	34-38,4	36,2	11	11	8,8-3045,1	639,6
HCO ₃ ⁻	3	3	73,2-480	265,7	23	23	48,8-403	108,8	3	3	36,69-95,8	65,5	11	11	61-488	147,4
Ca ⁺⁺	3	3	2210-2780	2576,7	23	23	599,8-4554,5	2558	3	3	3233,8-4204	3724,6	11	11	3574,7-5639	4591,4
Mg ⁺⁺	3	3	41,3-510,7	240,7	23	23	92,4-3505,4	1744,5	3	3	97,3-1551,4	948,6	11	11	656,6-2650,7	1583
Na ⁺ + K ⁺	3	3	23961- 34128,7	28862,6	23	23	29948,5- 38883	33957,8	3	3	31651-35942	33122,9	11	11	37596,4- 55224,8	47608,6
Общее содержание железа,	-	-	-	-	14	14	0,14-11,20	2,29	2	2	0,21-11,78	6	5	5	0,94-33,6	14,62
Тяжелые металлы: Барий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Стронций	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Марганец	-	-	-	-	9	9	0,002-0,150	0,714	1	1	0,181	0,181	3	3	0,002-1,180	0,395
Кобальт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Медь	-	-	-	-	12	12	0,060-0,228	0,118	1	1	0,055	0,055	3	3	0,046-0,203	0,114
Никель	-	-	-	-	11	11	0,004-0,031	0,010	1	1	0,007	0,007	4	4	0,004-0,007	0,006
Алюминий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Цинк	-	-	-	-	7	7	0,003-0,080	0,061	-	-	-	-	1	1	0,003	0,003
Литий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание бора	-	-	-	-	1	1	10,49	10,49	-	-	-	-	-	-	-	-
иода	-	-	-	-	6	6	1,23-42	12,11	-	-	-	-	3	3	5,08-29,35	13,17
брома	-	-	-	-	6	6	14,20-224,50	90,43	-	-	-	-	3	3	20,61-238,07	164,61
Содержание сероводорода	-	-	-	-	2	2	0,80-91	45,90	-	-	-	-	2	2	0,80	0,80
Содержание оксида кремния	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общая жесткость	3	3	113,9-181	148,6	23	23	124,2-350,2	272	3	3	218,2-289	264	11	11	256-417,6	360,5
Суммарная минерализация	3	3	68,5-98,8	83,8	23	23	89,6-112,8	101,1	3	3	95,5-102,5	98	11	11	110,6-161,6	142,6
Тип воды	3	3	ХК	ХК	23	23	ХК	ХК	3	3	ХК	ХК	11	11	ХК	ХК
Содержание мех.примесей мг/дм³	-	-	-	-	14	14	0,21-102	12,33	2	2	0,32-0,64	0,48	7	7	0,001-75	21,86
pH	-	-	-	-	23	23	6-7,60	6,66	2	2	6,80-7,00	6,90	11	11	5,89-7,80	6,57

Продолжение таблицы 2.3.3.1

Содержание ионов, моль/м³ и примесей, г/дм³	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв-н	проб			скв-н	проб			скв-н	проб			скв-н	проб		
	II Грабен объект (Грабен ЮП K _{1a3}) Грабен Южное поле верхнеальбские отложения				III объект (ЗК ЮП K _{1a}) Западное крыло Южное поле аптские отложения				III объект (ЗК СП K _{1a}) Западное крыло Северное поле аптские отложения				Неокомские отложения- K _{1nc} Западное крыло Южное поле			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Cl ⁻	2	3	77873- 97568,9	84438,4	13	13	60991- 114849,9	97419,8	4	4	100524,9- 115222,2	104922	2	2	119168- 119869	119518,5
SO ₄ ⁻	2	3	15,8-197,6	83,8	13	13	8,8-921,7	144	4	4	10,3-502,2	254	-	-	-	-
HCO ₃ ⁻	2	3	31,5-171	87,8	13	13	43,4-244	89,7	4	4	65,4-73,9	69,5	2	2	18-43	30,5
Ca ⁺⁺	2	3	3507,7- 6515,2	4516,6	13	13	1075-6043	4113,6	4	4	3068,7-4730	4025,6	2	2	5411-5711	5561
Mg ⁺⁺	2	3	1255,5-1873	1555,8	13	13	1143-4778,3	2116	4	4	1727,5- 4243,7	2492,5	2	2	2067-2128	2097,5
Na ⁺ + K ⁺	2	3	40189,4- 43009	41294,3	13	13	31432,6- 65044,5	53952,3	4	4	55444,1- 65229,8	58283,6	2	2	67185-67636	67410,5
Общее содержание железа,	2	3	3,53-14,36	8,18	10	10	0,22-23,24	5,38	3	3	4,51-27,80	12,67	-	-	-	-
Тяжелые металлы: Барий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Стронций	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Марганец	1	1	10,240	10,240	5	5	0,002-4,521	1,123	1	1	0,029	0,029	-	-	-	-
Кобальт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Медь	2	2	0,061-0,170	0,116	8	8	0,063-0,181	0,107	2	2	0,080-0,115	0,098	-	-	-	-
Никель	2	2	0,009-0,110	0,060	9	9	0,006-0,086	0,019	2	2	0,010-0,011	0,011	-	-	-	-
Алюминий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Цинк	1	1	2,670	2,670	3	3	0,003-0,071	0,045	-	-	-	-	-	-	-	-
Литий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание бора	1	1	7,29	7,29	1	1	5,77	5,77	1	1	5,49	5,49	-	-	-	-
иода	1	1	1,16	1,16	5	5	1,11-21	11	1	1	1,13	1,13	-	-	-	-
брома	1	1	157,98	157,98	5	5	15-241	113,03	1	1	185,20	185,20	-	-	-	-
Содержание сероводорода	1	1	85,56	85,56	3	3	0,80-98,26	49,53	1	1	92,82	92,82	-	-	-	-
Содержание оксида кремния	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общая жесткость	3	3	304,6-428,4	354	13	13	328,4-459	382	4	4	326,4-502	406,4	2	2	440-460	450
Суммарная минерализация	3	3	126,4-143,1	132	13	13	104-187	158,1	4	4	163,5-186,4	170	2	2	194,9-195	195
Тип воды	3	3	ХК	ХК	13	13	ХК	ХК	4	4	ХК	ХК	2	2	ХК	ХК
Содержание мех.примесей мг/дм³	3	3	0,22-14,36	8,18	9	9	0,34-176	22,89	4	4	0,56-173	44,21	-	-	-	-
pH	3	3	6,25-6,43	6,46	13	13	5,20-7,50	6,40	4	4	4,92-6,82	5,77	-	-	-	-

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Таблица 2.3.3.2 – Содержание ионов и примесей в закачиваемой воде по состоянию на 01.01.2025 г. месторождения Кара-Арна

Содержание ионов, мг/дм³ и примесей, г/дм³	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
	Закачиваемые воды с ППД и БКНС			
Cl ⁻	-	4	84784,9-126359	99073,7
SO ₄ ⁻⁻	-	4	40-609,2	373,9
HCO ₃ ⁻	-	4	42,7-133,42	86,17
Ca ⁺⁺	-	4	2974,2-4509	3815,6
Mg ⁺⁺	-	4	1253,3-1649,9	1508
Na ⁺ + K ⁺	-	4	45934,4-55824,4	49613,3
Общее содержание железа,	-	4	0,21-18,29	8,03
Тяжелые металлы:	-	-	-	-
Барий	-	-	-	-
Стронций	-	-	-	-
Марганец	-	-	-	-
Кобальт	-	-	-	-
Медь	-	2	0,019-0,077	0,048
Никель	-	2	0,006-0,007	0,007
Алюминий	-	-	-	-
Цинк	-	-	-	-
Литий	-	-	-	-
Содержание: бора	-	1	6,75	6,75
йода	-	3	1,15-25,20	10,48
брома	-	3	26,60-237,27	150,97
Содержание:сероводорода	-	2	0,80-103,71	52,26
Оксида кремний	-	-	-	-
Общая жесткость	-	4	253,1-357,2	316,5
Суммарная минерализация	-	4	138,9-177,2	154,5
Тип воды	-	4	ХК	ХК
Содержание мех. примесей, мг/дм³	-	4	0,22-148	73,74
pH	-	4	5,75-6,55	6,13

Таблица 2.3.3.3 – Физико-химические показатели свойств воды месторождения Кара-Арна

Скважина Горизонт	Дата отбора Интервал перфорации	Плот- ность воды, при 20 ⁰ С, г/см ³	рН	Компонентный состав, мг/дм ³ / мг-экв/дм ³						Минера- лизация, г/дм ³	Общая жесткость, мг-экв/дм ³	Тип воды по В.А.Сулину	мг/дм ³		мм ² /с
				Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃				Мех. при- меси	Серо- водо- род	Вяз- кость 20 °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Кампанские отложения Западное крыло Южное поле															
К-1 K ₂ cp	15.07.1959 -	1,050	-	23961 1041,8	2210 110,5	41,3 3,4	40779 1148,7	207,4 4,285	73,2 1,200	68,5	113,9	ХК	-	-	-
6 K ₂ cp	14.03.1960 277-299	1,073	-	34128,7 1483,9	2780 139	510,7 42,6	57799,8 1628,2	1481,4 30,607	244 4	98,8	181,6	ХК	-	-	-
29 K ₂ cp	28.03.1960 310-313 327-329	1,062	-	28498,1 1239	2740 137	170,2 14,2	48225,6 1358,5	674,8 13,942	480 7,869	84,2	151,2	ХК	-	-	-
Среднее значение		1,062	-	28862,6 1254,9	2576,7 128,8	240,7 20,1	48934,8 1378,4	787,9 16,280	265,7 4,360	83,8	148,6	ХК	-	-	-
минимальное		1,050	-	23961	2210	41,3	40779	207,4	73,2	68,5	113,9		-	-	-
максимальное		1,073	-	34128,7	2780	510,7	57799,8	1481,4	480	98,8	181		-	-	-
I объект (ЗК ЮП K ₂ s) Западное крыло Южное поле сеноманские отложения															
2 K ₂ s	19.11.2017 538-562 571-594 627-660	1,067	7,50	29955,3 1302,4	1651,3 82,6	2778,4 231,5	57138 1609,5	44,8 0,926	69,1 1,133	91,6	310,9	ХК	0,43	-	1,13
3 K ₂ s	12.05.1960 507-509	1,080	-	34739,2 1510,4	4200 210	462 38,5	61704 1738,1	691,3 14,283	244 4	105,8	248	ХК	-	-	-
5 K ₂ s	29.10.2012 503-508	1,070	6,20	31894,2 1386,7	3309,8 165,5	1232,4 102,7	58547,8 1649,2	54,1 1,118	69,0 1,131	95,1	266,5	ХК	1,07	-	1,15
8 K ₂ s	14.03.1960 506-513	1,079	-	34502,9 1500,1	4270 213,5	700,4 58,4	61886 1743,3	625,5 12,924	48,8 0,8	104,6	259	ХК	-	-	-
12 K ₂ s	15.07.1959 -	1,077	-	38114 1657,1	2330 116,5	92,4 7,7	62118,8 1749,8	- -	54,9 0,9	102,7	124,1	ХК	-	-	-
13 K ₂ s	16.04.2022 502-503,5	1,072	6,60	33022,9 1435,8	2816,6 140,8	1367,3 113,9	59790,4 1684,2	83,2 1,720	64,1 1,050	97,1	254,8	ХК	-	-	1,26
18 K ₂ s	18.07.1959 511-514	1,076	-	35312 1535,3	4070 203,5	93,6 7,8	61877,7 1743	- -	73,2 1,2	102,3	211,2	ХК	-	-	-

Продолжение таблицы 2.3.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
I объект (ЗК ЮП К _{2с}) Западное крыло Южное поле сеноманские отложения															
<u>52</u> K _{2с}	<u>29.10.2022</u> 507,5-509,5 511-512,5	1,081	6,00	<u>37336,1</u> 1623,3	<u>1670,3</u> 83,5	<u>2477,6</u> 206,5	<u>67631,6</u> 1905,1	<u>119,4</u> 2,468	<u>50</u> 0,820	109,3	290	ХК	0,21	-	1,24
<u>53</u> K _{2с}	<u>19.11.2017</u> 516,5-518,5	1,074	7,60	<u>33866,1</u> 1472,4	<u>819,7</u> 41	3255,8 271,3	<u>63099,6</u> 1777,5	<u>30,7</u> 0,634	<u>68,4</u> 1,121	101,1	308,6	ХК	0,32	-	1,18
<u>59</u> K _{2с}	<u>29.10.2012</u> 508-514	1,070	7,60	<u>30985,2</u> 1347,2	<u>3010,8</u> 150,5	<u>2146,6</u> 178,9	<u>59251,1</u> 1669	<u>60,4</u> 1,248	<u>114,8</u> 1,882	95,6	326,8	ХК	2,57	-	1,14
<u>60</u> K _{2с}	<u>21.10.2019</u> 510-512,5	1,083	6,60	<u>36872,9</u> 1603,2	<u>3864,3</u> 193,2	<u>1713,5</u> 142,8	<u>68644,7</u> 1933,7	<u>12,2</u> 0,252	<u>72</u> 1,180	111,2	333,7	ХК	0,32	-	1,18
<u>79</u> K _{2с}	<u>19.11.2017</u> 580-615 645-690 715-785	1,080	7	<u>37559,2</u> 1633	<u>1789,4</u> 89,5	<u>2035,7</u> 169,6	<u>66955,1</u> 1886,1	<u>21,4</u> 0,442	<u>76,9</u> 1,261	108,4	256,7	ХК	0,32	-	1,16
<u>94</u> K _{2с}	<u>28.10.2012</u> 502-508	1,080	7,20	<u>34910,5</u> 1517,8	<u>4554,5</u> 227,7	<u>1495,1</u> 124,6	<u>66038,7</u> 1860,2	<u>195,8</u> 4,045	<u>108,7</u> 1,782	107,3	350,2	ХК	2,92	-	1,17
<u>95a</u> K _{2с}	<u>26.10.2024</u> 507,5-510	1,070	6,80	<u>38883</u> 1690,6	<u>3378,48</u> 168,9	<u>1138,9</u> 94,9	<u>69060,6</u> 1945,4	<u>145,01</u> 2,996	<u>148,83</u> 2,440	112,8	263,8	ХК	-	-	-
<u>115</u> K _{2с}	<u>29.10.2022</u> 503,5-505,5 505,5-507	1,069	6,60	<u>31090,5</u> 1351,8	<u>3192,7</u> 159,6	<u>1481,4</u> 123,5	<u>57805,8</u> 1628,3	<u>75,7</u> 1,565	<u>78,010</u> 1,279	93,7	283,1	ХК	-	-	-
<u>158*</u> K _{2с}	<u>31.10.2016</u> 518-522	1,132	6,15	<u>58414,1</u> 2539,7	<u>4405,9</u> 220,3	<u>1727,9</u> 144	<u>102748,9</u> 2894,3	<u>149</u> 3,079	<u>78</u> 1,279	167,5	362	ХК	0,79	-	1,30
<u>167</u> K _{2с}	<u>21.10.2019</u> 595-750	1,071	6,50	<u>32814,5</u> 1426,7	<u>2935,2</u> 146,8	<u>1415,61</u> 118	<u>59860</u> 1686,2	<u>18,5</u> 0,382	<u>68,4</u> 1,121	97,1	262,9	ХК	0,54	-	1,16
<u>167H</u> K _{2с}	<u>03.11.2021</u> 595-750	1,066	6,90	<u>32723,8</u> 1422,8	<u>2494,1</u> 124,7	<u>888,1</u> 74	<u>68815,4</u> 1938,5	<u>185,2</u> 3,826	<u>48,8</u> 0,80	105,2	198,7	ХК	102	91	-
<u>415</u> K _{2с}	<u>10.06.2005</u> 504-518	1,183	-	<u>37379,6</u> 1625,2	<u>1473,3</u> 73,7	<u>3040</u> 253,3	<u>69075</u> 1945,8	<u>12,1</u> 0,250	<u>403</u> 6,607	111	323,5	ХК	-	-	-
<u>416</u> K _{2с}	<u>27.04.2005</u> 508-514	1,074	-	<u>32491,3</u> 1412,7	<u>1273,5</u> 63,7	<u>3363,9</u> 280,3	<u>60629,4</u> 1707,9	<u>1901,4</u> 39,285	<u>219,2</u> 3,593	99,9	340,2	ХК	-	-	-
<u>438</u> K _{2с}	<u>19.11.2017</u> 590-825	1,068	6,00	<u>33200,4</u> 1443,5	<u>599,8</u> 30	<u>1455,7</u> 121,3	<u>56423,3</u> 1589,4	<u>55,3</u> 1,143	<u>59,3</u> 0,972	91,8	149,6	ХК	0,43	-	1,13
<u>454*</u> K _{2с}	<u>30.11.2017</u> 600-740	1,095	7,60	<u>41898,9</u> 1821,7	<u>1095,8</u> 54,8	<u>3590,4</u> 299,2	<u>76848,9</u> 2164,8	<u>179,8</u> 3,715	<u>53,4</u> 0,875	123,7	349,9	ХК	0,33	-	1,20

Продолжение таблицы 2.3.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
I объект (ЗК ЮП К2s) Западное крыло Южное поле сеноманские отложения															
<u>470Н</u> К2s	<u>30.11.2023</u> 640-790	1,059	6,06	<u>29948,5</u> 1302,1	<u>3406,8</u> 170,3	<u>1033,6</u> 86,1	<u>55164,1</u> 1553,9	<u>8,8</u> 0,182	<u>61,0</u> 1	89,6	256,5	ХК	60,50	0,80	1,10
<u>472</u> К2s	<u>30.11.2017</u> 506-511,5 512-515	1,072	6,00	<u>32308,3</u> 1404,7	<u>750,3</u> 37,5	<u>3505,4</u> 292,1	<u>60959,1</u> 1717,2	<u>415,8</u> 8,591	<u>170,4</u> 2,793	98,1	325,7	ХК	0,43	-	1,16
<u>473</u> К2s	<u>21.11.2017</u> 512-514	1,068	6,00	<u>31118,6</u> 1353	<u>972,3</u> 48,6	<u>2949,8</u> 245,8	<u>58209,6</u> 1639,7	<u>23,1</u> 0,477	<u>132,5</u> 2,172	93,4	291,1	ХК	0,53	-	1,14
<u>К-2*</u> К2s	<u>28.10.2012</u> 507-512	1,115	7,60	<u>52085,7</u> 2264,6	<u>3337,1</u> 166,9	<u>2377</u> 198,1	<u>93038,5</u> 2620,8	<u>68,4</u> 1,413	<u>101,4</u> 1,662	151	362	ХК	2,79	-	1,27
Среднее значение		1,078	6,66	<u>33957,8</u> <u>1476,8</u>	<u>2558</u> <u>127,3</u>	<u>1744,5</u> <u>143,9</u>	<u>62203,7</u> <u>1755,2</u>	<u>227,6</u> <u>4,7</u>	<u>108,8</u> <u>1,5</u>	101,1	272	ХК	12,33	45,90	1,17
минимальное		1,059	6	29948,5	599,8	92,4	55164,1	8,8	48,8	89,6	124,2		0,21	0,80	1,10
максимальное		1,083	7,60	38883	4554,5	3505,4	69075	1901,4	403	112,8	350,2		102	91	1,26
I объект (ЗК СП К2s) Западное крыло Северное поле сеноманские отложения															
<u>32</u> К2s	<u>18.07.1959</u> 491-494	1,077	-	<u>35942</u> 1562,4	<u>4204</u> 210,2	<u>97,3</u> 8	<u>62118,8</u> 1780	<u>-</u> -	<u>36,6</u> 0,6	102,5	218,2	ХК	-	-	-
<u>166</u> К2s	<u>21.10.2019</u> 500-503	1,071	6,80	<u>31775,8</u> 1382,2	<u>3233,8</u> 161,4	<u>1551,4</u> 127,6	<u>59178,8</u> 1669,4	<u>34</u> 0,710	<u>64,1</u> 1,050	95,8	289	ХК	0,32	-	1,07
<u>166*</u> К2s	<u>03.11.2021</u> 492,5-495 498,5-501	1,072	6,97	<u>34512,3</u> 1500,5	<u>2656,8</u> 132,8	<u>955</u> 79,6	<u>80588,1</u> 2270,1	<u>341,6</u> 7,058	<u>61</u> 1	119,1	212,4	ХК	151	92,22	-
<u>467</u> К2s	<u>31.10.2016</u> 498-503	1,072	7,00	<u>31651</u> 1376,7	<u>3736,1</u> 186,4	<u>1197</u> 98,4	<u>58819,9</u> 1659,2	<u>38,4</u> 0,800	<u>95,8</u> 1,570	95,5	284,9	ХК	0,64	-	1,16
Среднее значение		1,073	6,90	<u>33122,9</u> <u>1440,9</u>	<u>3724,6</u> <u>186</u>	<u>948,6</u> <u>78</u>	<u>60039,2</u> <u>1702,9</u>	<u>36,2</u> <u>0,76</u>	<u>65,5</u> <u>1,073</u>	98	264	ХК	0,48	-	1,12
минимальное		1,071	6,80	31651	3233,8	97,3	58819,9	34	36,6	95,5	218,2		0,32	-	1,07
максимальное		1,077	7,00	35942	4204	1551,4	62118,8	38,4	95,8	102,5	289		0,64	-	1,16
II объект (ЗК ЮП К1al1) Западное крыло Южное поле нижнеальбские отложения															
<u>1</u> К1al1	<u>01.11.1960</u> 973-975 977-979	1,084	-	<u>37596,4</u> 1634,6	<u>4040</u> 202	<u>656,6</u> 54,7	<u>65955,6</u> 1857,9	<u>1086,3</u> 22,444	<u>488</u> 8	110,6	256,7	ХК	-	-	-
<u>4</u> К1al1	<u>19.09.1960</u> 979-980 981-983	1,111	-	<u>47444,4</u> 2062,8	<u>5560</u> 278	<u>972,8</u> 81,1	<u>84749,4</u> 2387,3	<u>806,5</u> 16,663	<u>244</u> 4	144	359,1	ХК	-	-	-

Продолжение таблицы 2.3.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
II объект (ЗК ЮП K _{1al1}) Западное крыло Южное поле нижнеальбские отложения															
6 K _{1al1}	14.07.1960 972-979	1,102	-	41043 1784,5	4309 215,5	950,9 79,2	71390 2011	3045,1 62,915	85,4 1,400	133,7	294,7	XK	-	-	-
16 K _{1al1}	14.01.1961 976-979	1,124	-	50881,9 2212,3	5639 282	1207,5 100,6	91343 2573	732,4 15,132	140,3 2,3	159,4	382,6	XK	-	-	-
75 K _{1al1}	28.10.2012 977,5-980,6	1,105	7,20	45099,2 1960,8	3713,2 185,7	2650,7 220,9	83717,3 2358,2	76,4 1,579	111,2 1,823	135,4	403,3	XK	2,76	-	1,24
87 K _{1al1}	29.10.2012 966-973	1,107	7,80	48215,5 2096,3	3574,7 178,7	1814,9 151,2	85818,8 2417,4	109,6 2,264	106,9 1,752	139,6	327,6	XK	1,88	-	1,24
88 K _{1al1}	21.10.2019 972-974	1,107	6,20	46850 2037	4669,9 233,5	1948,1 162,3	86120 2425,9	22,4 0,463	80 1,311	139,7	393,2	XK	0,22	-	1,13
143 K _{1al1}	28.10.2024 979-981,5 984-986	1,105	6,2	48809,6 2122,2	4576,9 228,8	1807,4 150,6	87710 2470,7	1104,61 22,823	177,25 2,906	144,2	379,5	XK	0,01	-	1,25
155 K _{1al1}	30.11.2023 976-982	1,107	5,89	55018,3 2392,1	5160,3 258	1915,2 159,6	99476,3 2802,1	8,8 0,182	61 1	161,6	417,6	XK	75	0,80	1,26
157 K _{1al1}	30.11.2023 976-977 978,5-983 1056-1059,5	1,105	5,93	55224,8 2401,1	4509 225,5	1580,8 131,7	97667,6 2751,2	8,8 0,182	61 1	159,1	357,2	XK	73	0,80	1,25
161 K _{1al1}	31.10.2016 979,5-983	1,108	6,79	47511,4 2065,7	4753,8 237,7	1908,4 159	87170 2455,5	34,3 0,709	66,3 1,087	141,4	394,2	XK	0,11	-	1,20
Среднее значение		1,106	6,57	47608,6 2069,9	4591,4 229,6	1583 131,9	85556,2 2140	639,6 13,214	147,4 2,416	142,6	360,5	XK	21,86	0,80	1,22
минимальное		1,084	5,89	37596,4	3574,7	656,6	65955,6	8,8	61	110,6	256		0,01		1,13
максимальное		1,124	7,80	55224,8	5639	2650,7	99476,3	3045,1	488	161,6	417,6		75		1,26
II Грабен объект (Грабен ЮП K _{1al3}) Грабен Южное поле верхнеальбские отложения															
R-8 K _{1al3}	30.01.2015 856-872	1,095	6,40	43009 1870,8	3507,7 175,4	1873 156,1	77873,2 2193,6	15,8 0,326	171 2,803	126,4	329,1	XK	0,77	-	1,20
R-8 K _{1al3}	29.12.2016 707-710	1,097	6,25	40684,5 1768,9	6515,2 325,8	1255,5 104,6	77873 2193,6	37,9 0,783	31,5 0,516	126,4	428,4	XK	0,22	-	1,20
R-9 K _{1al3}	03.11.2021 990-1074	1,096	6,73	40189,4 1747,4	3526,9 176,3	1539 128,3	97568,9 2748,4	197,6 4,083	61 1	143,1	304,6	XK	154	85,56	-
Среднее значение		1,096	6,46	41294,3 1795,4	4516,6 225,8	1555,8 129,7	84438,4 2378,5	83,8 1,731	87,8 1,440	132	354	XK	51,66	85,56	1,20
минимальное		1,095	6,25	40189,4	3507,7	1255,5	77873	15,8	31,5	126,4	304,6		0,22	-	-
максимальное		1,097	6,43	43009	6515,2	1873	97568,9	197,6	171	143,1	428,4		154	-	-

Продолжение таблицы 2.3.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
III объект (ЗК ЮП К1а) Западное крыло Южное поле аптские отложения															
<u>13</u> К1а	<u>04.04.1961</u> 1067-1069	1,078	-	<u>31432,6</u> 1366,6	<u>5660</u> 283	<u>1143</u> 95,3	<u>60991</u> 1718,1	<u>921,7</u> 19,043	<u>244</u> 4	104	378,3	XK	-	-	-
<u>66</u> К1а	<u>27.07.2018</u> 1062-1063,5	1,134	5,24	<u>58237,8</u> 2532,1	<u>6043,7</u> 302,2	<u>1423,7</u> 118,6	<u>104599,5</u> 2946,5	<u>14,6</u> 0,302	<u>56,2</u> 0,921	170,4	420,8	XK	0,34	-	1,29
<u>67</u> К1а	<u>27.07.2018</u> 1070-1074	1,134	5,20	<u>58693,2</u> 2551,9	<u>5329,2</u> 266,5	<u>1595,3</u> 132,9	<u>104532,5</u> 2944,6	<u>21,9</u> 0,452	<u>56,2</u> 0,921	170,2	399,4	XK	0,34	-	1,29
<u>122</u> К1а	<u>31.10.2024</u> <u>1055,5-1061,7</u>	1,114	6,4	<u>51642,2</u> 2245,3	<u>4264,9</u> 213,2	<u>1403,6</u> 117	<u>91109,6</u> 2566,5	<u>118,650</u> 2,451	<u>121,08</u> 1,985	148,7	330,2	XK	-	-	1,3
<u>130</u> К1а	<u>29.10.2022</u> 1049,6-1051,1	1,121	6,00	<u>52879,2</u> 2299,1	<u>3582,9</u> 179,1	<u>2065,4</u> 172,1	<u>93802,9</u> 2642,3	<u>45,7</u> 0,944	<u>105</u> 1,721	152,5	351,3	XK	-	-	1,34
<u>131</u> К1а	<u>19.11.2017</u> 1052,5-1055	1,122	7,50	<u>53787,9</u> 2338,6	<u>1075</u> 53,8	<u>4130,8</u> 344,2	<u>96837,7</u> 2727,8	<u>28</u> 0,579	<u>43,4</u> 0,711	155,9	398	XK	0,56	-	1,31
<u>133</u> К1а	<u>30.10.2012</u> 1046-1053	1,128	7,20	<u>56678,6</u> 2464,3	<u>4583,5</u> 229,2	<u>1607,9</u> 134	<u>100085,6</u> 2819,3	<u>69,3</u> 1,432	<u>96,5</u> 1,582	163,1	363,2	XK	2,59	-	1,32
<u>141</u> К1а	<u>27.10.2024</u> <u>1058,5-1061,5</u>	1,116	6,4	<u>53006,1</u> 2304,6	<u>4394</u> 219,7	<u>1813,9</u> 151,2	<u>94611,7</u> 2665,1	<u>179,17</u> 3,702	<u>87,92</u> 1,441	154,1	370,9	XK	-	-	1,30
<u>159</u> К1а	<u>31.10.2016</u> 1059-1063	1,117	7,32	<u>51681,7</u> 2247	<u>4474,4</u> 223,7	<u>1842</u> 153,5	<u>92894,3</u> 2616,7	<u>50,2</u> 1,037	<u>78,9</u> 1,293	151	377,2	XK	0,34	-	1,25
<u>162H</u> К1а	<u>30.11.2023</u> 1250-1450	1,124	5,69	<u>65044,5</u> 2828	<u>5110,2</u> 255,5	<u>1915,2</u> 159,6	<u>114849,9</u> 3235,2	<u>8,8</u> 0,182	<u>45,8</u> 0,750	187	415,1	XK	-	0,80	1,33
<u>163</u> К1а	<u>20.11.2017</u> 1280-1430	1,122	6,40	<u>53566,7</u> 2329	<u>1217,1</u> 60,9	<u>4778,3</u> 398,2	<u>98579,4</u> 2776,9	<u>83,7</u> 1,729	<u>69,7</u> 1,143	158,3	459	XK	0,34	-	1,27
<u>165</u> К1а	<u>03.11.2021</u> 1049,5-1052	1,129	6,66	<u>58236</u> 2532	<u>3729,5</u> 186,5	<u>1702,8</u> 141,9	<u>113449,6</u> 3195,8	<u>169,6</u> 3,504	<u>61</u> 1	177,3	328,4	XK	176	98,26	-
<u>R-2</u> К1а	<u>30.10.2012</u> 1079,5-1082,9	1,128	6,80	<u>56493,1</u> 2456,2	<u>4011,8</u> 200,6	<u>2086,5</u> 173,9	<u>100113,6</u> 2820,1	<u>160,5</u> 3,316	<u>100,8</u> 1,652	163	374,5	XK	2,59	-	1,29
<i>Среднее значение</i>		1,121	6,40	<u>53952,3</u> 2345,8	<u>4113,6</u> 205,7	<u>2116</u> 176,3	<u>97419,8</u> 2744,2	<u>144</u> 2,975	<u>89,7</u> 1,471	158,1	382	XK	22,89	49,53	1,29
<i>минимальное</i>		1,078	5,20	31432,6	1075	1143	60991	8,8	43,4	104	328,4		0,34	0,80	1,25
<i>максимальное</i>		1,134	7,50	65044,5	6043,7	4778,3	114849,9	921,7	244	187	459		176	98,26	1,34
III объект (ЗК ЮП К1а) Западное крыло Северное поле аптские отложения															
<u>2A</u> К1а	<u>30.10.2012</u> 1035-1037	1,133	6,20	<u>55444,1</u> 2411,7	<u>3068,7</u> 153,1	<u>4243,7</u> 349	<u>102887,6</u> 2902,3	<u>491,5</u> 10,2	<u>73,9</u> 1,2	166,2	502,1	XK	2,61		1,30

Продолжение таблицы 2.3.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
III объект (ЗК ЮП К1а) Западное крыло Северное поле аптские отложения															
<u>28</u> K1a	<u>27.07.2018</u> 1022-1025	1,129	4,92	<u>56118,1</u> 2441	<u>4654,5</u> 232,3	<u>2172,5</u> 178,7	<u>101053,4</u> 2850,6	<u>11,8</u> 0,2	<u>65,4</u> 1,1	164,1	410,9	XK	0,56	-	1,29
<u>152</u> K1a	<u>03.11.2021</u> 1030-1033	1,130	6,82	<u>65229,8</u> 2836,1	<u>3649,2</u> 182,5	<u>1727,5</u> 144	<u>115222,2</u> 3245,7	<u>502,2</u> 10,4	<u>73,2</u> 1,2	186,4	326,4	XK	173	92,82	-
<u>156</u> K1a	<u>27.07.2018</u> 1036-1040	1,128	5,13	<u>56342,3</u> 2450,7	<u>4730</u> 236	<u>1826,4</u> 150,2	<u>100524,9</u> 2835,7	<u>10,3</u> 0,2	<u>65,4</u> 1,1	163,5	386,2	XK	0,68	-	1,27
Среднее значение		1,130	5,77	<u>58283,6</u> 2534,9	<u>4025,6</u> 201	<u>2492,5</u> 205,5	<u>104922</u> 2958,6	<u>254</u> 5,3	<u>69,5</u> 1,1	170	406,4	XK	44,21	92,82	1,29
минимальное		1,128	4,92	55444,1	3068,7	1727,5	100524,9	10,3	65,4	163,5	326,4		0,56		1,27
максимальное		1,133	6,82	65229,8	4730	4243,7	115222,2	502,2	73,9	186,4	502		173		1,30
Неокомские отложения Западное крыло Южное поле															
<u>R-4</u> K1nc	<u>07.07.2011</u> 1136-1137	1,132	-	<u>67636</u> 2940,7	<u>5411</u> 270	<u>2067</u> 170	<u>119869</u> 3380,4	<u>=</u> -	<u>18</u> 0,3	195	440	XK	-	-	-
<u>R-4</u> K1nc	<u>16.07.2011</u> 1112,5-1113,3 1117,8-1119,8 1126-1127,7	1,132	-	<u>67185</u> 2921,1	<u>5711</u> 285	<u>2128</u> 175	<u>119168</u> 3380,4	<u>=</u> -	<u>43</u> 0,7	194,9	460	XK	-	-	-
Среднее значение		1,132	-	<u>67410,5</u> 2930,9	<u>5561</u> 277,5	<u>2097,5</u> 172,5	<u>119518,5</u> 3380,4	<u>=</u> -	<u>30,5</u> 0,5	195	450	XK	-	-	-
минимальное		1,132	-	67185	5411	2067	119168	-	18	194,9	440		-	-	-
максимальное		1,132	-	67636	5711	2128	119869	-	43	195	460		-	-	-

Примечания: (*)-не кондиционная проба, отбракована из за существенных отклонений (высокая содержания анион-катионов и минерализации), в расчетах не участвует.

Таблица 2.3.3.4 – Физико-химические показатели свойств закачиваемой воды месторождения Кара-Арна

Скважина Горизонт	Дата отбора Интервал перфорации	Плот- ность воды, при 20 ⁰ С, г/см ³	pH	Компонентный состав, мг/дм ³ / мг-экв/дм ³						Минера- лизация, г/дм ³	Общая жесткость, мг-экв/дм ³	Тип воды по В.А.Сулину	мг/дм ³		мм ² /с Вяз- кость 20 °С
				Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃				Мех. при- меси	Серо- водо- род	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ППД	03.11.2021 -	1,120	6,55	45934,4 1997,1	2974,2 148,7	1253,3 104,4	126359 3559,4	609,2 12,6	57,950 0,950	177,2	253,1	ХК	148	103,71	-
БКНС	18.10.2022 -	1,108	6	48854,8 2124,1	3806,7 190,3	1649,9 137,5	86578,9 2438,8	271,2 5,6	110,610 1,813	141,3	327,8	ХК	0,22	-	1,32-
	26.10.2023 -	1,106	5,75	55824 2427,1	4509 225,5	1580,8 131,7	98571,9 2776,7	40 0,8	42,7 0,7	160,6	357,2	ХК	73	0,80	-
	28.10.2024 -	1,101	6,2	47839,9 2080	3972,7 198,6	1548,1 129	84784,9 2388,3	575,3 11,9	133,42 2,187	138,9	327,6	ХК	-	-	1,24
Среднее значение		1,109	6,13	49613,3 2157,1	3815,6 190,8	1508 125,7	99073,7 2790,8	373,9 7,7	86,170 1,413	154,5	316,5	ХК	73,74	52,26	1,28
минимальное		1,101	5,75	45934,4	2974,2	1253,3	84784,9	40	42,70	138,9	253,1		0,22	0,80	1,24
максимальное		1,120	6,55	55824,4	4509	1649,9	126359	609,2	133,42	177,2	357,2		148,0	103,71	1,32

Таблица 2.3.3.5 – Микрокомпонентный состав пластовых вод месторождения Кара-Арна по состоянию на 01.01.2025 г.

Скважина Горизонт	Дата отбора Интервал перфорации	Микрокомпонентный состав, мг/дм ³											
		Br	B	I	Fe	V	Cr	Mn	Bi	Ni	Cu	Zn	Pb
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Кампанские отложения Западное крыло Южное поле													
К-1 К ₂ ср	15.07.1959 -	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6 К ₂ ср	14.03.1960 277-299	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29 К ₂ ср	28.03.1960 310-313 327-329	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.3.3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I объект (ЗК ЮП К _{2s}) Западное крыло Южное поле сеноманские отложения													
<u>2</u> K _{2s}	<u>19.11.2017</u> 538-562 571-594 627-660	-	-	-	0,44	0,023	0,106	1,130	-	0,010	0,117	0,080	-
<u>3</u> K _{2s}	<u>12.05.1960</u> 507-509	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>5</u> K _{2s}	<u>29.10.2012</u> 503-508	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>8</u> K _{2s}	<u>14.03.1960</u> 506-513	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>12</u> K _{2s}	<u>15.07.1959</u> -	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>13</u> K _{2s}	<u>16.04.2022</u> 502-503,5	14,36	-	8,40	0,14	0,013	0,115	-	-	0,007	0,088	-	-
<u>18</u> K _{2s}	<u>18.07.1959</u> 511-514	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>52</u> K _{2s}	<u>29.10.2022</u> 507,5-509,5 511-512,5	14,50	-	8,60	0,29	0,010	0,120	-	-	0,010	0,100	-	-
<u>53</u> K _{2s}	<u>19.11.2017</u> 516,5-518,5	-	-	-	0,31	0,029	0,143	0,272	-	0,009	0,123	0,068	-
<u>59</u> K _{2s}	<u>29.10.2012</u> 508-514	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>60*</u> K _{2s}	<u>21.10.2019</u> 510-512,5	-	-	-	1,02	-	0,111	0,940	-	-	0,108	-	-
<u>79</u> K _{2s}	<u>19.11.2017</u> 580-615 645-690 715-785	-	-	-	0,49	0,026	0,116	0,339	-	0,008	0,115	0,079	-
<u>94</u> K _{2s}	<u>28.10.2012</u> 502-508	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>95a</u> K _{2s}	<u>26.10.2024</u> 507,5-510	55,9	-	42	0,38	0,010	0,117	-	-	0,009	0,142	-	-

Продолжение таблицы 2.3.3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I объект (ЗК ЮП К_{2s}) Западное крыло Южное поле сеноманские отложения													
<u>115</u> K _{2s}	<u>29.10.2022</u> 503,5-505,5 505,5-507	14,20	-	8,20	0,26	0,020	0,120			0,010	0,060	-	-
<u>158*</u> K _{2s}	<u>31.10.2016</u> 518-522	-	-	-	14,62	0,007	0,119	-	0,037	0,007	0,063	-	-
<u>167</u> K _{2s}	<u>21.10.2019</u> 595-750	-	-	-	1,26	-	0,085	1,050	-	-	0,228	-	-
<u>167H</u> K _{2s}	<u>03.11.2021</u> 595-750	219,15	10,49	1,23	10,12	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>415*</u> K _{2s}	<u>10.06.2005</u> 504-518	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>416</u> K _{2s}	<u>27.04.2005</u> 508-514	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>438</u> K _{2s}	<u>19.11.2017</u> 590-825	-	-	-	4,70	0,025	0,122	1,150	-	0,031	0,114	0,065	-
<u>454*</u> K _{2s}	<u>30.11.2017</u> 600-740	-	-	-	6,01	0,023	0,110	3,357	-	0,008	0,139	0,081	-
<u>470H</u> K _{2s}	<u>30.11.2023</u> 640-790	224,50	-	4,23	11,20	0,028	-	0,002	-	0,004	-	0,003	0,003
<u>472</u> K _{2s}	<u>30.11.2017</u> 506-511,5 512-515	-	-	-	0,62	0,028	0,126	0,731	-	0,005	0,118	0,070	-
<u>473</u> K _{2s}	<u>21.11.2017</u> 512-514	-	-	-	0,75	0,037	0,134	0,815	-	0,009	0,108	0,060	-
<u>K-2*</u> K _{2s}	<u>28.10.2012</u> 507-512	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Среднее значение		90,43	10,49	12,11	2,29	0,023	0,118	0,714	-	0,010	0,118	0,061	0,003
минимальное		14,20	-	1,23	0,14	0,010	0,085	0,002	-	0,004	0,060	0,003	-
максимальное		224,50	-	42,0	11,20	0,037	0,143	0,150	-	0,031	0,228	0,080	-
I объект (ЗК СП К_{2s}) Западное крыло Северное поле сеноманские отложения													
<u>32</u> K _{2s}	<u>18.07.1959</u> 491-494	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>166</u> K _{2s}	<u>21.10.2019</u> 500-503	-	-	-	0,21	-	0,120	0,181	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.3.3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I объект (ЗК СП K_{2s}) Западное крыло Северное поле сеноманские отложения													
<u>166*</u> K _{2s}	<u>03.11.2021</u> 492,5-495 498,5-501	215,43	10,52	1,21	8,27	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>467</u> K _{2s}	<u>31.10.2016</u> 498-503				11,78	0,021	0,117	-	0,080	0,007	0,055	-	0,012
Среднее значение		-	-	-	6	0,021	0,119	0,181	0,080	0,007	0,055	-	0,012
минимальное		-	-	-	0,21	-	0,117	-	-	-	-	-	-
максимальное		-	-	-	11,78	-	0,120	-	-	-	-	-	-
II объект (ЗК ЮП K_{1al1}) Западное крыло Южное поле нижнеальбские отложения													
<u>1</u> K _{1al1}	<u>01.11.1960</u> 973-975 977-979	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>4</u> K _{1al1}	<u>19.09.1960</u> 979-980 981-983	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>6</u> K _{1al1}	<u>14.07.1960</u> 972-979	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>16</u> K _{1al1}	<u>14.01.1961</u> 976-979	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>75</u> K _{1al1}	<u>28.10.2012</u> 977,5-980,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>87</u> K _{1al1}	<u>29.10.2012</u> 966-973	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>88</u> K _{1al1}	<u>21.10.2019</u> 972-974	-	-	-	1,73	-	0,119	1,180	-	-	0,203	-	-
<u>143</u> K _{1al1}	<u>28.10.2024</u> 979-981,5 984-986	20,61	-	29,35	0,94	-	0,119	1,18	-	-	0,203	-	-
<u>155</u> K _{1al1}	<u>30.11.2023</u> 976-982	238,07	-	50,08	33,60	0,027	-	0,002	-	0,005	-	0,003	0,003
<u>157</u> K _{1al1}	<u>30.11.2023</u> 976-977 978,5-983 1056-1059,5	235,14	-	5,08	23,24	0,025	-	0,002	-	0,004	-	0,003	0,003

Продолжение таблицы 2.3.3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
II объект (ЗК ЮП К1а1) Западное крыло Южное поле нижнеальбские отложения													
<u>161</u> K1a1	<u>31.10.2016</u> 979,5-983	-	-	-	13,60	0,013	0,117	-	0,081	0,007	0,046	-	0,008
Среднее значение		164,61	-	13,17	14,62	0,017	0,119	0,395	0,081	0,006	0,114	0,003	0,005
минимальное		20,61	-	5,08	0,94	0,004	0,117	0,002	-	0,004	0,046	-	0,003
максимальное		238,07	-	29,35	33,60	0,027	0,122	0,180	-	0,007	0,203	-	0,008
II Грабен объект (Грабен ЮП К1а3) Грабен Южное поле верхнеальбские отложения													
<u>R-8</u> K1a3	<u>30.01.2015</u> 856-872	-	-	-	6,66	0,030	0,350	10,240	-	0,110	0,170	2,670	0,010
<u>R-8</u> K1a3	<u>29.12.2016</u> 707-710	-	-	-	3,53	0,006	0,108	-	0,033	0,009	0,061	-	-
<u>R-9</u> K1a3	<u>03.11.2021</u> 990-1074	157,98	7,29	1,16	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Среднее значение		157,98	7,29	1,16	8,18	0,018	0,229	10,240	0,033	0,060	0,116	2,670	0,010
минимальное					3,53	0,006	0,108			0,009	0,061		
максимальное					14,36	0,030	0,350			0,110	0,170		
III объект (ЗК ЮП К1а) Западное крыло Южное поле аптские отложения													
<u>13</u> K1a	<u>04.04.1961</u> 1067-1069	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>66</u> K1a	<u>27.07.2018</u> 1062-1063,5	-	-	-	3,52	0,030	0,123	0,030	0,118	0,012	0,120	-	-
<u>67</u> K1a	<u>27.07.2018</u> 1070-1074	-	-	-	3,50	0,030	0,122	0,032	0,115	0,011	0,118	-	-
<u>122</u> K1a	<u>31.10.2024</u> 1055,5-1061,7	58,5	-	21	0,22	0,018	0,118	-	-	0,015	0,104	-	-
<u>130</u> K1a	<u>29.10.2022</u> 1049,6-1051,1	15	-	15	0,26	0,017	0,114	-	-	0,008	0,063	-	-
<u>131</u> K1a	<u>19.11.2017</u> 1052,5-1055	-	-	-	5,62	0,022	0,101	1,030	-	0,020	0,181	0,060	-
<u>133</u> K1a	<u>30.10.2012</u> 1046-1053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>141</u> K1a	<u>27.10.2024</u> 1058,5-1061,5	52,7	-	12,6	0,6	0,012	0,110	-	0,235	0,010	0,063	-	0,112

Продолжение таблицы 2.3.3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	12	14
III объект (ЗК ЮП К1а) Западное крыло Южное поле аптские отложения													
<u>159</u> K1a	<u>31.10.2016</u> 1059-1063	-	-	-	10,78	0,018	0,119	-	0,037	0,086	0,063	-	-
<u>162H</u> K1a	<u>30.11.2023</u> 1250-1450	241		5,50	23,24	0,026	-	0,002	-	0,006	-	0,003	0,003
<u>163</u> K1a	<u>20.11.2017</u> 1280-1430	-	-	-	0,42	0,023	0,139	4,521	-	0,007	0,140	0,071	-
<u>165</u> K1a	<u>03.11.2021</u> 1049,5-1052	197,98	5,77	1,11	5,69	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>R-2</u> K1a	<u>30.10.2012</u> 1079,5-1082,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Среднее значение		113,03	5,77	11	5,38	0,022	0,118	1,123	0,126	0,019	0,107	0,045	0,058
минимальное		15	-	1,11	0,22	0,012	0,101	0,002	0,037	0,006	0,063	0,003	0,003
максимальное		241	-	21	23,24	0,030	0,139	4,521	0,235	0,086	0,181	0,071	0,112
III объект (ЗК ЮП К1а) Западное крыло Северное поле аптские отложения													
<u>2A</u> K1a	<u>30.10.2012</u> 1035-1037	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>28</u> K1a	<u>27.07.2018</u> 1022-1025	-	-	-	4,51	0,029	0,120	-	0,044	0,011	0,115	-	-
<u>152</u> K1a	<u>03.11.2021</u> 1030-1033	185,20	5,49	1,13	27,80	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>156</u> K1a	<u>27.07.2018</u> 1036-1040	-	-	-	5,69	0,032	0,127	0,029	0,040	0,010	0,080	-	-
Среднее значение		185,20	5,49	1,13	12,67	0,031	0,124	0,029	0,042	0,011	0,098	-	-
минимальное		-	-	-	4,51	0,029	0,120	-	0,040	0,010	0,080	-	-
максимальное		-	-	-	27,80	0,032	0,127	-	0,044	0,011	0,115	-	-
Неокомские отложения Западное крыло Южное поле													
<u>R-4</u> K1nc	<u>07.07.2011</u> 1136-1137	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>R-4</u> K1nc	<u>16.07.2011</u> 1112,5-1113,3 1117,8-1119,8 1126-1127,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Примечания: (*)-не кондиционная проба, в расчетах не участвует.

Таблица 2.3.3.6 – Микрокомпонентный состав закачиваемых вод месторождения Кара-Арна по состоянию на 01.01.2025 г.

<u>Скважина</u> <u>Горизонт</u>	<u>Дата отбора</u> <u>Интервал</u> <u>перфорации</u>	<u>Микрокомпонентный состав, мг/дм³</u>											
		Br	B	I	Fe	V	Cr	Mn	Bi	Ni	Cu	Zn	Pb
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>
<u>ППД</u>	<u>03.11.2021</u> -	189,04	6,75	1,15	18,29	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>БКНС</u>	<u>18.10.2022</u> -	-	-	-	0,21	0,006	0,120	-	-	0,007	0,019	-	-
	<u>26.10.2023</u> -	237,27	-	5,08	12,88	-	-	-	-	-	-	-	-
	<u>28.10.2024</u> -	26,60	-	25,20	0,72	0,024	0,121	-	-	0,006	0,077	-	-
<i>Среднее значение</i>		<i>150,97</i>	<i>6,75</i>	<i>10,48</i>	<i>8,03</i>	<i>0,015</i>	<i>0,121</i>	-	-	<i>0,007</i>	<i>0,048</i>	-	-
<i>минимальное</i>		<i>26,60</i>	-	<i>1,15</i>	<i>0,21</i>	<i>0,006</i>	<i>0,120</i>	-	-	<i>0,006</i>	<i>0,019</i>	-	-
<i>максимальное</i>		<i>237,27</i>	-	<i>25,20</i>	<i>18,29</i>	<i>0,024</i>	<i>0,121</i>	-	-	<i>0,007</i>	<i>0,077</i>	-	-

Выводы:

Резюмируя результаты исследования пластовых вод месторождения Кара-Арна можно сделать следующие выводы:

На месторождении Кара-Арна выполнены исследований проб воды из скважин кампанских, сеноманских, альбских и аптских отложений. По состоянию на 01.01.2025г., для изучения свойства и состав пластовой воды на месторождении изучены 66 пробы из 61 скважины. Изученные пробы имеют минерализацию в среднем 128,4 г/дм³. Тип воды хлоркальциевый. В целом вода очень жесткая, кислая и слабокислая, с переходом в нейтральные. Состав пластовых вод со скважин месторождения изучен хорошо. Микрокомпонентный состав вод не полно изучен, газосодержание и объемный коэффициент не определялись.

Рекомендации:

Рекомендуется продолжить комплексные исследования состава пластовых вод. Комплекс исследований должен включать в себя определение общего компонентного состава, замера плотности, вязкости, pH среды, определения микрокомпонентов, таких как, барий, литий, стронций, цинк, алюминий, кобальт и др., определения растворенных газов (двуокиси углерода, сероводорода, кислорода, нефтяных газов). Для ежегодного прослеживания изменения свойств пластовых вод, продолжить исследования проб пластовой воды с определением всех параметров и микрокомпонентов, это позволит проследить степень изменения состава вод.

В дальнейшем при введении в эксплуатацию новых скважин и обводненных скважин, возобновить изучение полного компонентного состава пластовых вод. Периодичность таких исследований должна составлять ежеквартально (на экспресс-анализ), а в скважинах с начальными признаками обводнения - ежемесячно (на полный анализ).

Рекомендуется периодически проводить исследования в испытательных лабораториях, аккредитованных по ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 г. «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».

2.4 Оценка изменения физико-гидродинамических характеристик пород продуктивных горизонтов.

Физико-гидродинамическая характеристика коллекторов продуктивных горизонтов основана на результатах стандартных и специальных исследований на керне месторождения: определения пористости, проницаемости, кривые капиллярного давления и относительной фазовой проницаемости методом центрифугирования, коэффициентов вытеснения нефти водой.

Исследования проводились лабораториями ТОО «Компания «Жаһан» и «КазНИГРИ» (г. Атырау).

Проницаемость-пористость. Сопоставление пористости с проницаемостью (рис.2.4.1) демонстрирует наличие слабой связи между этими параметрами по всем продуктивным горизонтам.

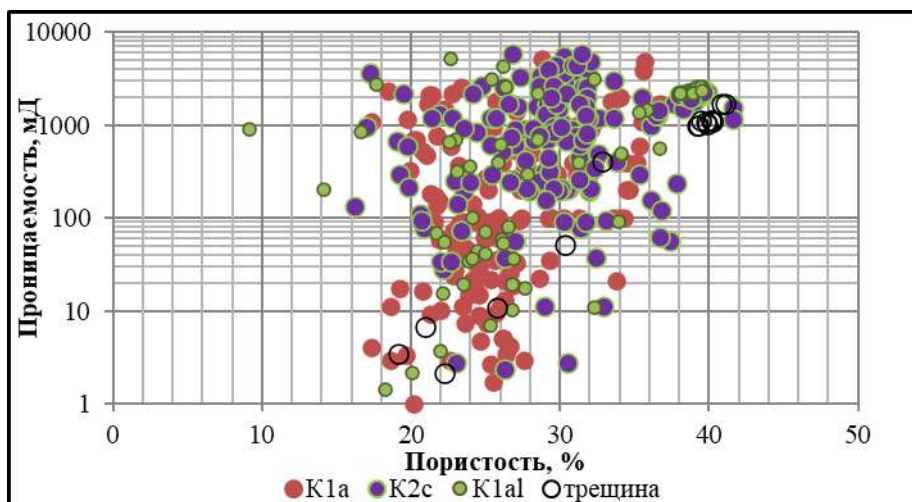


Рисунок 2.4.1 – Сопоставление проницаемости с пористостью

Можно лишь отметить, что при одинаковой пористости, проницаемость образцов сеномана выше относительно альба и апта.

Кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность. Капилляриметрические исследования с построением полных кривых капиллярного давления и определением остаточной водонасыщенности построена на 3-х кондиционных и 9 образцах с трещинами альбского керна (скв. R-9) и 9 образцах сеноманского керна (скв. 472).

Кривые капиллярного давления по трём образцам альба (скв. R-9) приведены на рис.2.4.2 и на рис.2.4.3 по 9 образцам сеномана (скв. 472).

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

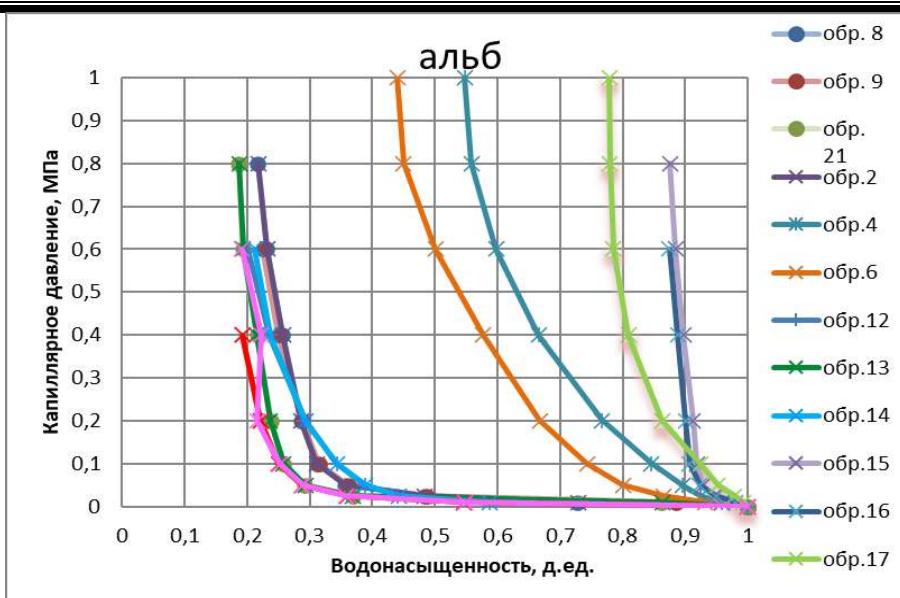


Рисунок 2.4.2 – Альб. Кривые капиллярного давления (точками отмечены образцы без трещин)

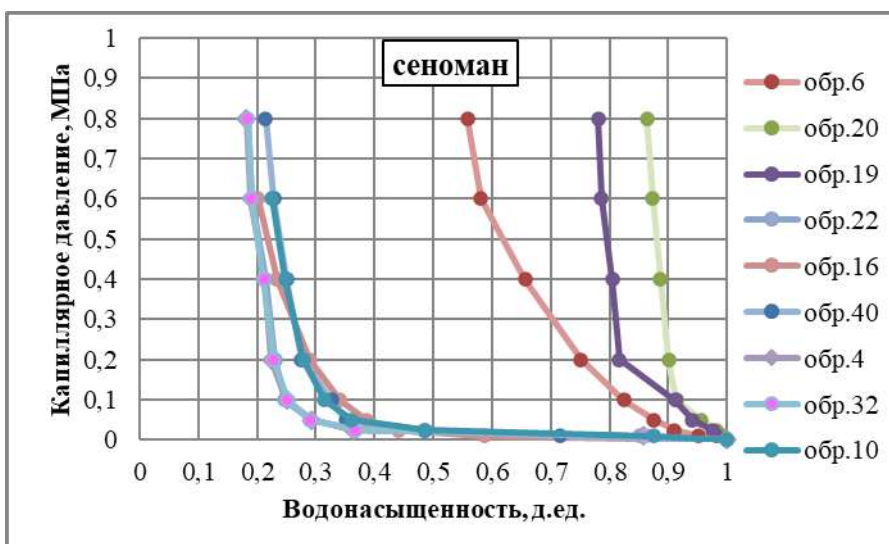


Рисунок 2.4.3 – Сеноман. Кривые капиллярного давления

Приведенные на рис. 2.4.2 и рис.2.4.3 кривые капиллярного давления достигли не снижаемой водонасыщенности, величина которой колеблется от 0,18 д.ед. до 0,86 д.ед., в среднем около 0,37 д.ед.

В таблице 2.4.1 приведена фильтрационно-емкостная характеристика образцов, на которых проводился эксперимент с ККД, и достигнутая водонасыщенность.

Таблица 2.4.1 - Результат определения остаточной водонасыщенности

Скв	Образец	Горизонт	Кпр*10 ⁻³ мкм ²	Кп, д.ед.	Кво, д.ед.	Примечание
472	40	K2c	236,5	0,318	0,215	
472	6	K2c	248,4	0,201	0,526	
472	20	K2c	0	0,029	0,864	
472	19	K2c	0	0,045	0,781	
472	10	K2c	1470,7	0,307	0,225	
472	16	K2c	2125,7	0,333	0,201	
472	22	K2c	2175,4	0,329	0,184	
472	4	K2c	1473,3	0,322	0,182	

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Продолжение таблицы 2.4.1

472	32	K2c	2083,5	0,327	0,184	
R-9	8	K _{1al}	786,5	0,315	0,217	
R-9	9	K _{1al}	882,4	0,323	0,225	
R-9	21	K _{1al}	941,6	0,349	0,186	
R-9	2	K _{1al}	992,5	0,37	0,218	трещина
R-9	4	K _{1al}	2,2	0,187	0,546	трещина
R-9	6	K _{1al}	51,3	0,255	0,43	трещина
R-9	12	K _{1al}	1072	0,334	0,201	трещина
R-9	13	K _{1al}	986,4	0,329	0,187	трещина
R-9	14	K _{1al}	1117,4	0,331	0,212	трещина
R-9	17	K _{1al}	0	0,056	0,779	трещина
R-9	20	K _{1al}	1132,4	0,338	0,192	трещина
R-9	24	K _{1al}	1112,4	0,337	0,193	трещина
R-9	25	K _{1al}	1078,9	0,338	0,192	трещина
R-9	15	K _{1al}	0	0,001	0,876	непроницаемый
R-9	16	K _{1al}	0	0,001	0,875	непроницаемый

На рис. 2.4.4 показана связь остаточной водонасыщенности с пористостью и проницаемостью. Обе связи описываются уравнениями с высокими коэффициентами аппроксимации $R^2=0,98$,

$$K_{во}=0,8965-2,0777 \cdot K_{п}$$

$$K_{во}=0,6253-0,061 \cdot \ln(K_{пр})$$

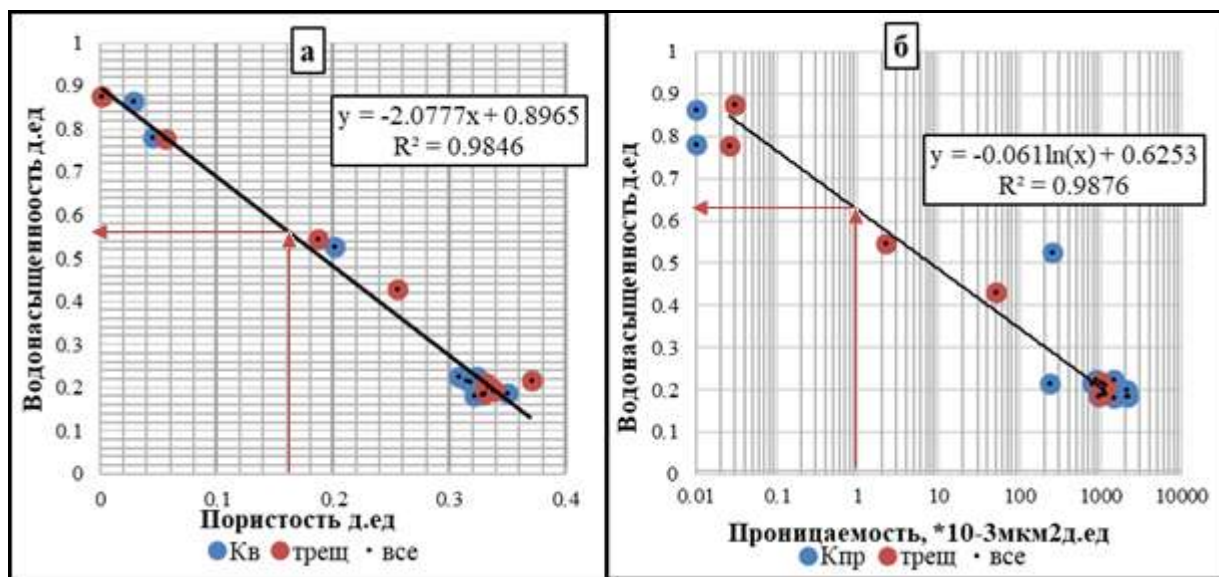


Рисунок 2.4.4 – Связь остаточной водонасыщенности с пористостью (а) и проницаемостью (б)

По результатам выполненного эксперимента минимальному значению остаточной водонасыщенности 0,18 д.ед. соответствует максимальное значение $K_{нг}=0,82$ д.ед, а граничному значению $K_{п}=0,16$ д.ед, соответствует $K_{во}=0,56$ д.ед или $K_{нг}=0,44$ д.ед. А на сопоставлении $K_{пр}-K_{во}$ граничному значению $K_{пр}=1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ соответствует значение $K_{во}=0,62$ д.ед. или $K_{нг}=0,38$ д.ед.

В последних сопоставлениях участвовали и трещинные образцы, которые не повлияли на тренды $K_{п}-K_{во}$ и $K_{пр}-K_{во}$.

Коэффициент вытеснения нефти водой выполнен на керне скважин 416, 472 и R-

9. Для экспериментальных исследований использовалась изовязкозная модель нефти, представляющая собой смесь дегазированной нефти и неполярного керосина. Кинематическая вязкость приготовленной модели нефти составляла $\mu_n = 5029916 \text{ мм}^2/\text{с}$ при $T_{пл} = 30^\circ\text{C}$. В качестве пластовой воды использовался раствор с минерализацией $C = 98,11-143,4 \text{ г/л}$, плотностью $1,072 \text{ г/л}$.

Моделирование процесса вытеснения было выполнено на 12 образцах: 10 образцов, представляющих залежь K2с (скважины 416 и 472), и два образца из залежи K1a3-B (скв. R-9).

Значение коэффициента вытеснения на образцах керна сеномана с пористостью от 0,197 д.ед до 0,447 д.ед и проницаемостью от $353 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $2336 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ изменяется от 0,341 до 0,597 д.ед, среднее значение 0,505 д.ед; на образцах из альбской залежи с пористостью 0,245 д.ед, 0,414 д.ед и проницаемостью $129,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, $1747,8 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ получен коэффициент вытеснения равный 0,419 и 0,551 д.ед.

Приведенное на рис. 2.4.5 (а,б) сопоставление коэффициента вытеснения с проницаемостью (а) и пористостью (б) демонстрирует хорошую связь с параметрами и тренд, не зависящий от возраста отобранного керна.

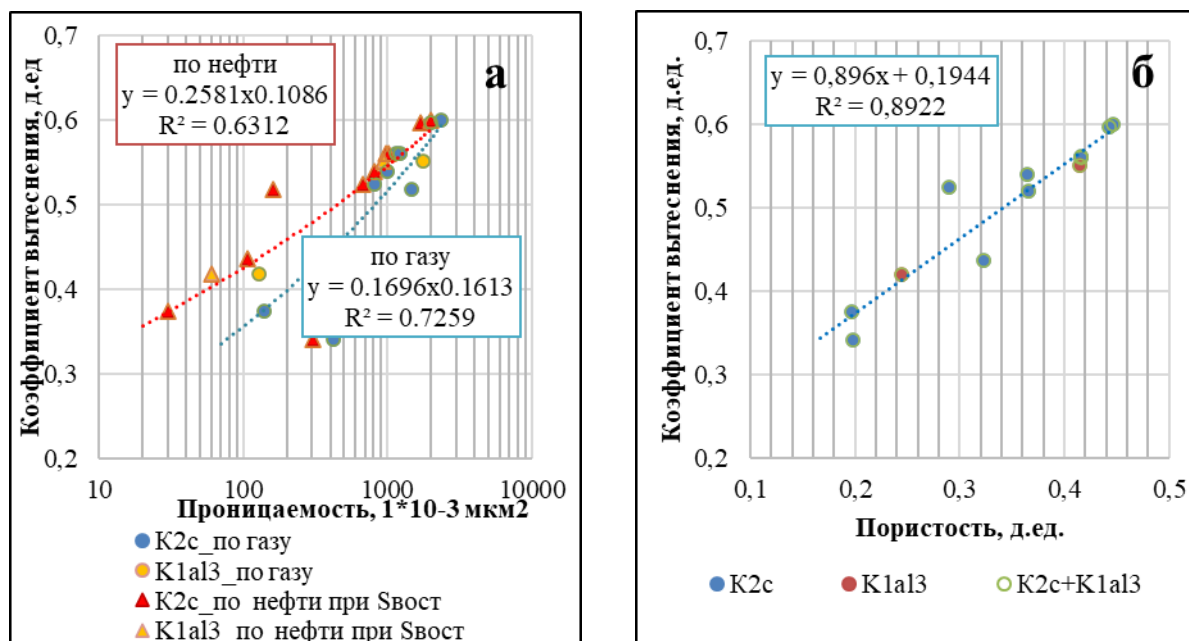


Рисунок 2.4.5 - Связь коэффициента вытеснения с проницаемостью и пористостью

Там же на рис. 2.4.5а. показана связь Кыт с проницаемостью нефти при остаточной водонасыщенности.

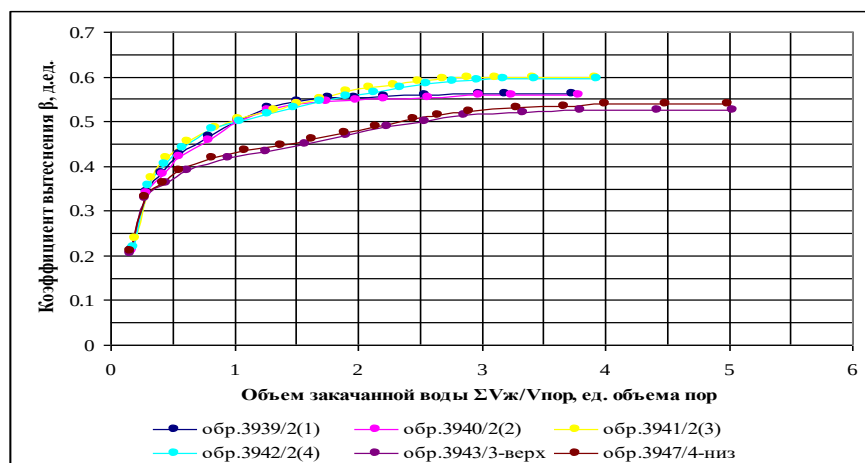
$$K_{выт} = 0,896 \cdot K_{п} + 0,1943 \quad (R^2 = 0,89)$$

$$\text{Для газа } K_{выт} = 0,1696 \cdot K_{пр}^{0,1613} \quad (R^2 = 0,73)$$

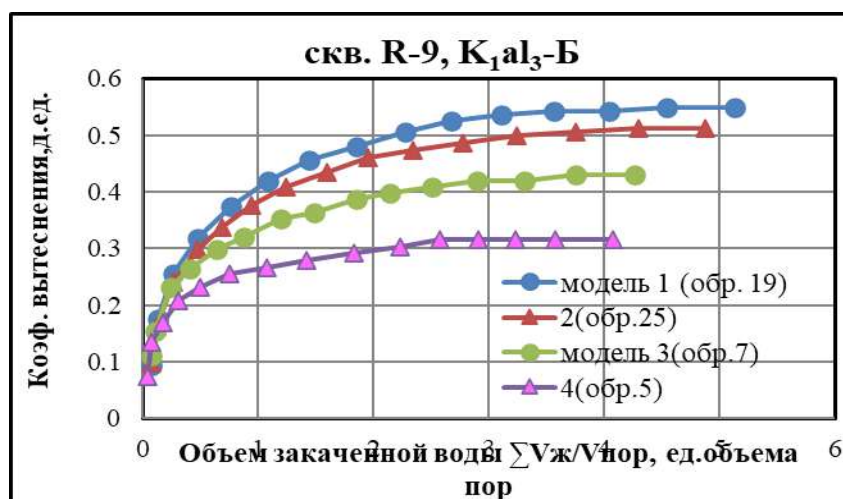
Для нефти при $K_{во} K_{выт} = 0,2581 * K_{пр}^{*0,1086}$ ($R^2 = 0,63$).

Зависимости коэффициента вытеснения от объема прокачки воды по трем скважинам показаны на рисунках 2.4.6.

а)



б)



в)

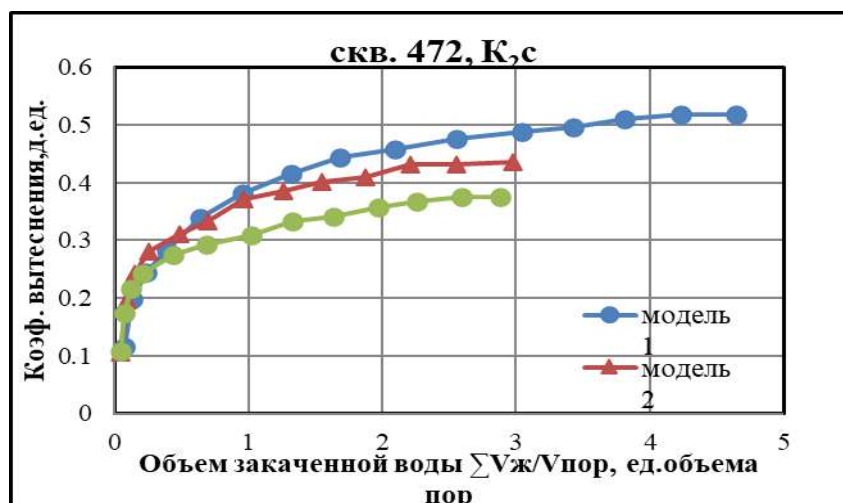


Рисунок 2.4.6 - Зависимость коэффициента вытеснения от объема прокачки воды

Ниже в таблице 2.4.7 приведены фильтрационно-ёмкостные характеристики образцов и результаты определения коэффициента вытеснения по всем скважинам.

Таблица 2.4.2 – Результаты определения коэффициента вытеснения на моделях пласта скважин 416, 472, R-9

Сква- жина	№№ мод.	№ обр.	Глуб. отбора,м	Длина модели, L, см	Диаметр модели, D,см	Объем пор Vпор, см3	Порис- тость средняя Кп,д. ед.	Зерн. плотность г/см3	Проницаемость средняя, Кпр, мкм2*10-3				Остат. водона- сыщ- тьSвост, д.ед.	Остат. нефтенас- ыщ- тьSност, д.ед.	Коэфф- твытесн- ения,β, д.ед.
									По газу абс.	по воде при 100% водона- сыщ-ти	по нефти при остат. водона- сыщеннос- ти	по воде при остат. нефтена- сыщ-ти			
472	1	10	508,68	4,50	3,76	18,270	0,366	2,67	1470,73	1038,69	161,276	19,821	0,280	0,285	0,519
	2	8	503,91	7,60	3,84	28,704	0,323	2,57	347,25	232,84	105,98	13,883	0,540	0,268	0,436
	3	5, 7	503,47	12,18	3,84	28,057	0,197	2,67	137,94	73,41	30,16	2,805	0,571	0,270	0,375
R-9	1	19	940,96	4,81	3,67	20,952	0,414	2,64	1746,76	1120,96	934,536	87,753	0,235	0,344	0,551
	3	7	933,25	4,89	3,78	13,412	0,245	2,68	129,6	80,865	60,214	4,444	0,325	0,392	0,419
416	1	3939/2(1) насыпной	508-511	31,5	3,0	92,50	0,4158	-	1153,0	984,6	971,8	-	0,219	0,343	0,561
	2	3940/2(2) насыпной	508-511	31,5	3,0	92,60	0,4160	-	1210,4	1025,9	1005,1	-	0,210	0,348	0,560
	3	3941/2(3) насыпной	508-511	31,5	3,0	99,52	0,4472	-	2338,5	1981,8	1990,4	-	0,156	0,338	0,600
	4	3942/2(4) насыпной	508-511	31,5	3,0	98,60	0,4432	-	2003,1	1707,4	1704,1	-	0,181	0,330	0,597
	5	3943/3 верх насыпной	511-514	31,5	3,0	64,60	0,2904	-	818,2	698,5	670,2	-	0,247	0,358	0,525
	6	3944/3(1) середина 3944/3(2) середина	511-514	6,4	2,96	8,72	0,1980	-	421,75	351,3	300,8	-	0,378	0,410	0,341
	7	3947/4 низ насыпной	514-517	31,5	3,0	90,90	0,3635	-	992,2	845,7	810,7	-	0,230	0,355	0,539

После завершения эксперимента на этих же образцах после проведения соответствующей подготовки были выполнены исследования по определению фазовых проницаемостей.

Определение фазовых проницаемостей для нефти и воды при совместной стационарной фильтрации

Остаточная водонасыщенность для моделей создавалась методом капиллярной вытяжки.

Эксперимент по определению фазовых проницаемостей (ОФП) включал в себя семь режимов, при проведении которых нефть и вода подаются в модель в определенном соотношении, которое меняется с увеличением доли воды в потоке. При этом суммарный объем обеих фаз остается постоянным. Эксперимент по определению фазовых проницаемостей (ОФП) включал в себя ряд режимов, при проведении которых нефть и вода подаются в модель в определенном соотношении, которое меняется с увеличением доли воды в потоке. При этом суммарный объем обеих фаз остается постоянным. Эксперимент заканчивался при фильтрации воды до полного исчезновения нефти на выходе из модели.

ОФП проводилось на семи режимах совместной стационарной фильтрации нефти и воды на 4-х моделях скв. R-9 (2 образца трещиноватые), 4-х моделях скв.472 и 7 моделях скв.416, на которых предварительно были определены коэффициенты проницаемости.

Кривые относительной фазовой проницаемости (ОПФ) нефти и воды, построенные по данным эксперимента двухфазного потока через образец, приведены на рис. 2.4.7-2.4.9.

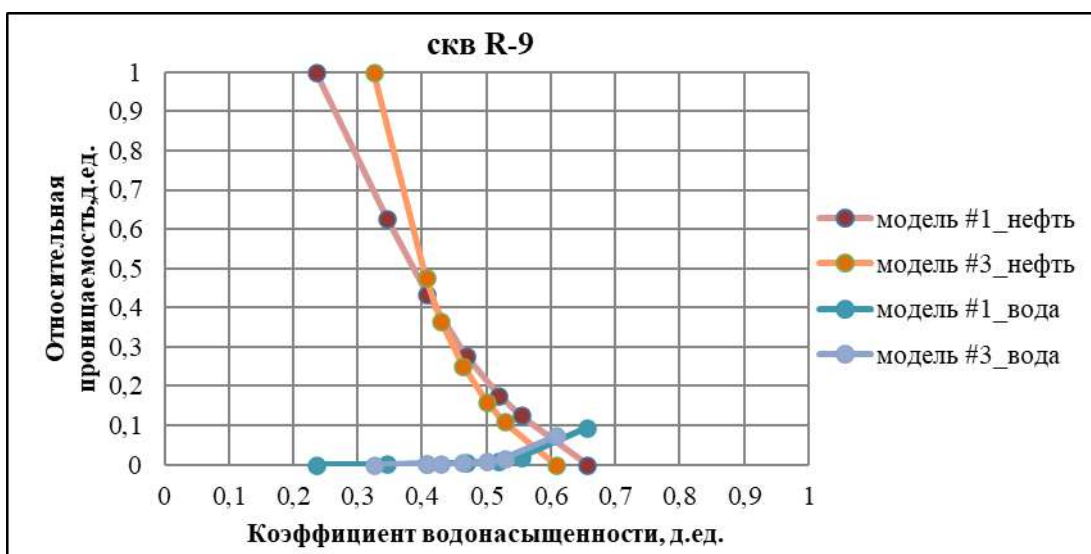


Рисунок 2.4.7 - Кривые относительной фазовой проницаемости R-9

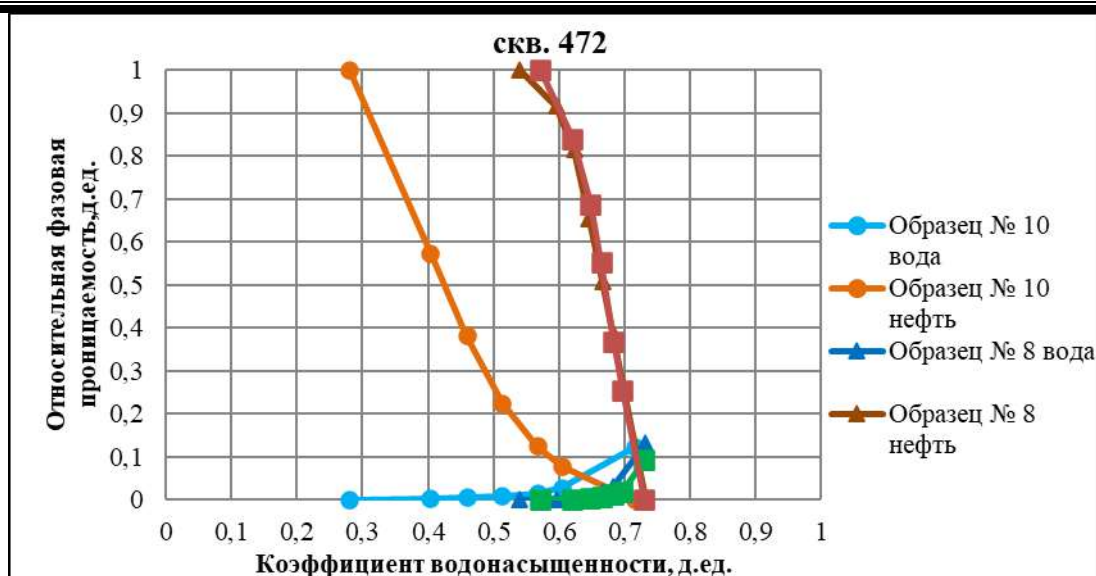


Рисунок 2.4.8 – Кривые относительной фазовой проницаемости скв. 472

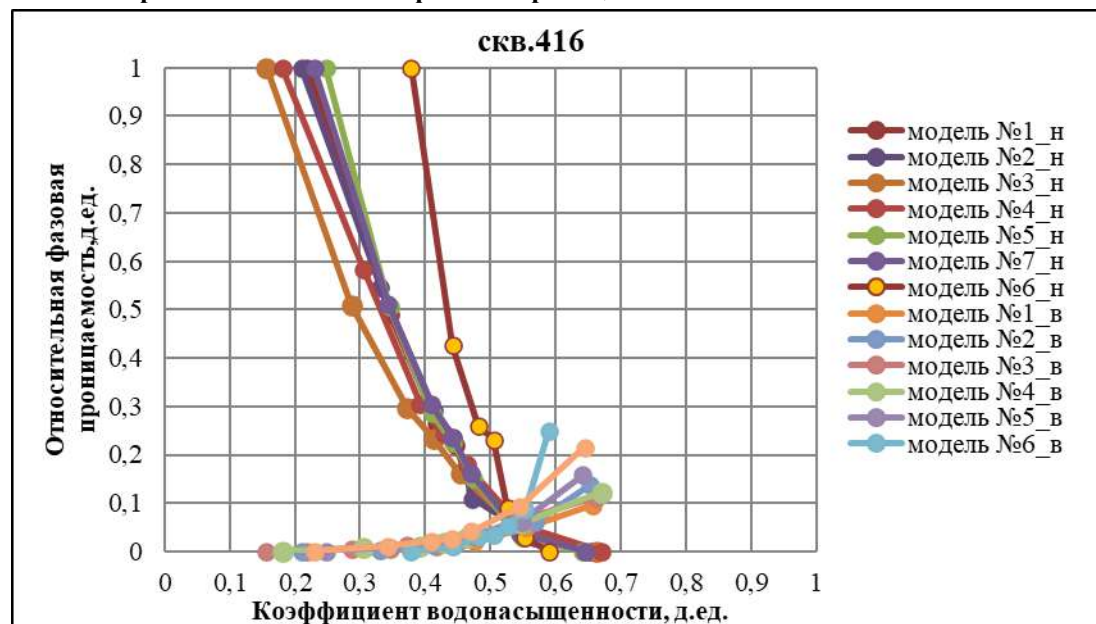


Рисунок 2.4.9 – Кривые относительной фазовой проницаемости скв. 416

По кривым фазовой проницаемости значение коэффициента водонасыщенности, при котором фазовые проницаемости воды и нефти равны, изменяется от 0,545 до 0,625 д.ед. или $K_{нг}$ от 0,30 д.ед до 0,455 д.ед, среднее значение $K_{нг}=0,38$ д.ед.

Исходные данные для построения кривых относительной фазовой проницаемости (ОПФ) нефти и воды, приведенных на рисунках 2.4.7 - 2.4.9, представлены в таблице 2.4.3.

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Таблица 2.4.3 – Исходные данные для построения кривых фазовой проницаемости

№ режима	Доля флюида в потоке, %		Насыщенность,		Фазовая проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$		Относительная фазовая проницаемость, д.ед.	
	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Скважина R-9								
Модель №1. Образец 19								
1	100	0	0,765	0,235	934,536	0	1	0
2	90	10	0,654	0,346	584,926	1,121	0,6259	0,0012
3	75	25	0,592	0,408	406,149	2,243	0,4346	0,0024
4	50	50	0,532	0,468	259,614	4,392	0,2778	0,0047
5	25	75	0,481	0,519	164,759	8,317	0,1763	0,0089
6	10	90	0,446	0,554	116,91	17,756	0,1251	0,019
7	0	100	0,344	0,656	0	87,753	0	0,0939
Модель №2. Образец 25 (трещинный)								
1	100	0	0,74	0,26	536,42	0	1	0
2	90	10	0,639	0,361	320,404	0,59	0,5973	0,0011
3	75	25	0,597	0,403	227,335	1,287	0,4238	0,0024
4	50	50	0,545	0,455	153,094	2,575	0,2854	0,0048
5	25	75	0,494	0,506	99,291	5,042	0,1851	0,0094
6	10	90	0,458	0,542	68,554	10,407	0,1278	0,0194
7	0	100	0,364	0,636	0	60,401	0	0,1126
Модель №3. Образец 7								
1	100	0	0,675	0,325	60,214	0	1	0
2	90	10	0,593	0,407	28,656	0,054	0,4759	0,0009
3	75	25	0,571	0,429	21,924	0,12	0,3641	0,002
4	50	50	0,537	0,463	15,12	0,253	0,2511	0,0042
5	25	75	0,499	0,501	9,562	0,482	0,1588	0,008
6	10	90	0,472	0,528	6,599	1,006	0,1096	0,0167
7	0	100	0,392	0,608	0	4,444	0	0,0738
Модель №4. Образец 5 (трещинный)								
1	100	0	0,59	0,41	4,158	0	1	0
2	90	10	0,544	0,456	1,721	0,003	0,4139	0,0007
3	75	25	0,529	0,471	1,27	0,007	0,3054	0,0017
4	50	50	0,507	0,493	0,905	0,015	0,2176	0,0036
5	25	75	0,474	0,526	0,521	0,027	0,1253	0,0065
6	10	90	0,453	0,547	0,33	0,05	0,0794	0,012
7	0	100	0,407	0,593	0	0,237	0	0,057
Скважина 472								
образец № 10								
1	100	0	0,72	0,28	161,276	0	1	0
2	90	10	0,597	0,403	92,621	0,419	0,5743	0,0026
3	75	25	0,541	0,459	61,624	0,839	0,3821	0,0052
4	50	50	0,487	0,513	36,352	1,468	0,2254	0,0091
5	25	75	0,433	0,567	20,127	2,451	0,1248	0,0152
6	10	90	0,395	0,605	12,563	4,596	0,0779	0,0285
7	0	100	0,285	0,715	0	19,821	0	0,1229
образец № 8								
1	100	0	0,46	0,54	105,98	0	1	0
2	75	25	0,404	0,596	97,18	0,127	0,917	0,0012
3	50	50	0,377	0,623	86,37	0,339	0,815	0,0032
4	25	75	0,354	0,646	69,31	0,816	0,654	0,0077
5	10	90	0,334	0,666	53,94	1,908	0,509	0,018
6	5	95	0,318	0,682	41,226	3,073	0,389	0,029
7	0	100	0,268	0,732	0	13,883	0	0,131

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Продолжение таблицы 2.4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
образец № 5.7								
1	100	0	0,429	0,571	30,16	0	1	0
2	75	25	0,38	0,62	25,365	0,033	0,841	0,0011
3	50	50	0,352	0,648	20,75	0,081	0,688	0,0027
4	25	75	0,336	0,664	16,65	0,196	0,552	0,0065
5	10	90	0,317	0,683	11,099	0,399	0,368	0,013
6	5	95	0,303	0,697	7,691	0,573	0,255	0,019
7	0	100	0,27	0,73	0	2,805	0	0,093
Скважина 416								
модель №1 н								
1	0	100	0	1	0	984,6		
2	100	0	0,781	0,219	971,8	0	1	0
3	75	25	0,654	0,346	477,15	4,76	0,491	0,0049
4	60	40	0,582	0,418	256,55	9,718	0,264	0,01
5	50	50	0,553	0,447	214,77	15,55	0,221	0,016
6	40	60	0,524	0,476	122,45	19,44	0,126	0,02
7	25	75	0,446	0,554	34,01	48,59	0,035	0,05
8	0	100	0,343	0,657	0	93,29	0	0,096
модель №2 н								
1	0	100	0	1	0			
2	100	0	0,79	0,21	1005,1	0	1	0
3	75	25	0,669	0,331	549,79	3,42	0,547	0,0034
4	60	40	0,586	0,414	293,5	12,06	0,292	0,012
5	50	50	0,557	0,443	237,2	18,09	0,236	0,018
6	40	60	0,527	0,473	109,56	36,18	0,109	0,036
7	25	75	0,431	0,569	28,14	62,32	0,028	0,062
8	0	100	0,348	0,652	0	137,7	0	0,137
модель №3 н								
1	0	100	0	1	0	1981,8		
2	100	0	0,844	0,156	1990,4	0	1	0
3	75	25	0,713	0,287	1015,1	10,75	0,51	0,0054
4	60	40	0,628	0,372	589,16	27,87	0,296	0,014
5	50	50	0,587	0,413	465,75	37,82	0,234	0,019
6	40	60	0,546	0,454	320,45	45,78	0,161	0,023
7	25	75	0,462	0,538	107,48	123,4	0,054	0,062
8	0	100	0,338	0,662	0	222,92	0	0,112
модель №4 н								
1	0	100	0	1	0	1707,4		
2	100	0	0,819	0,181	1704,1	0	1	0
3	75	25	0,695	0,305	991,79	12,099	0,582	0,0071
4	60	40	0,608	0,392	519,75	18,74	0,305	0,011
5	50	50	0,572	0,428	414,1	30,67	0,243	0,018
6	40	60	0,536	0,464	306,74	49,42	0,18	0,029
7	25	75	0,454	0,546	93,73	98,84	0,055	0,058
8	0	100	0,33	0,67	0	209,6	0	0,123
модель №5 н								
1	0	100	0	1	0	698,5		
2	100	0	0,753	0,247	670,2	0	1	0
3	75	25	0,654	0,346	339,12	5,9	0,506	0,0088
4	60	40	0,589	0,411	191,01	11,39	0,285	0,017
5	50	50	0,557	0,443	150,12	15,41	0,224	0,023
6	40	60	0,525	0,475	101,2	20,78	0,151	0,031
7	25	75	0,452	0,548	18,77	40,88	0,028	0,061
8	0	100	0,358	0,642	0	106,56	0	0,159

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Продолжение таблицы 2.4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
модель №6 н								
1	0	100	0	1	0	351,3		
2	100	0	0,622	0,378	300,8	0	1	0
3	75	25	0,558	0,442	128,14	2,83	0,426	0,0094
4	60	40	0,519	0,481	78,51	9,32	0,261	0,031
5	50	50	0,495	0,505	69,48	10,53	0,231	0,035
6	40	60	0,473	0,527	27,07	16,24	0,09	0,054
7	25	75	0,447	0,553	8,72	26,17	0,029	0,087
8	0	100	0,41	0,59	0	74,9	0	0,249
модель №7 н								
1	0	100	0	1	0	845,7		
2	100	0	0,77	0,23	810,7	0	1	0
3	75	25	0,657	0,343	415,08	8,92	0,512	0,011
4	60	40	0,59	0,41	246,45	17,83	0,304	0,022
5	50	50	0,559	0,441	191,32	21,08	0,236	0,026
6	40	60	0,529	0,471	130,52	34,05	0,161	0,042
7	25	75	0,455	0,545	30,81	75,39	0,038	0,093
8	0	100	0,355	0,645	0	174,3	0	0,215

2.5 Запасы нефти

В 2022 году был выполнен пересчет запасов нефти по состоянию изученности 01.07.2021 г., запасы которого были утверждены и приняты на Государственный баланс РК (Протокол №2428 -22 -У от 17.05.2022 г.). В целом по месторождению Кара-Арна были утверждены запасы нефти геологические / извлекаемые по категориям:

А - 16508 тыс.т/ 7390 тыс.т;

В - 10223 тыс.т / 2369 тыс.т;

С₁ - 2926 тыс.т / 330 тыс.т;

Всего по промышленным категориям А+В+С₁ запасы составили 29657/10089 тыс.т.

Геологические и извлекаемые запасы нефти и остаточные запасы по состоянию на 01.01.2025 г. приведены в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1 – Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти

Таблица 2.3.1 Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти																
Горизонт, залежь	Блок	Зона насыщения	Категория запасов	Площ. нефтеносн., тыс.м ²	Средне-взвешен. Нефтенасыщ. толщ., м	Объем нефтенасыщ. пород тыс.м3	Пористость, д.	Нефтенасыщенность, д. ед.	Плотность нефти, г/м ³	Пересчетный коэф., д. ед.	Геолог. запасы нефти, тыс.т	Коэффициент извлечения, д. ед.	Извлек. запасы нефти тыс.т	Добыча нефти на 01.01.2025, тыс.т	Остаточные запасы нефти,тыс. т	
															балансовые	извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Западное крыло, Южное поле																
K _{2c}		ВНЗ	В	6502	8,3	53925	0,30	0,68	0,963	0,965	10223	0,232	2369			
		Итого	В	6502	8,3	53925					10223		2369	1787,9	8435,1	581,1
Итого по K _{2c}			В	6502	8,3	53925					10223	0,232	2369			
K _{1a1}		ЧНЗ	А	1056	7,9	8383	0,30	0,67	0,963	0,969	1572	0,363	571			
		ВНЗ		2616	3,9	10117	0,29	0,66	0,963	0,969	1807	0,268	484			
		Итого	А	3672	5,0	18500					3379		1055			
Итого по K _{1a1}			А	3672	5,0	18500					3379	0,312	1055	883,8	2495,2	171,2
K _{1a}	Основ. свол.	ЧНЗ	А	3457	12,1	41943	0,29	0,76	0,961	0,959	8519	0,502	4277			
		ВНЗ		2872	6,1	17599	0,28	0,73	0,961	0,959	3315	0,439	1454			
		Итого	А	6329	9,4	59542					11834	0,484	5731			
	Вост. блок	ЧНЗ	А	444	9,5	4196	0,30	0,75	0,961	0,959	870	0,490	426			
		ВНЗ		458	4,8	2211	0,29	0,72	0,961	0,959	425	0,419	178			
		Итого	А	902	7,1	6407					1295	0,467	604			
Итого по K _{1a}			А	7231	9,1	65949					13129	0,483	6335	6025,5	7103,5	309,5
Итого по Западному крылу Южного поля			А	10903		84449					16508		7390			
			В	6502		53925					10223		2369			
			А+В	17405		138374					26731		9759	8697,2	18033,8	1061,8
Западное крыло, Северное поле																
K _{2c}		ВНЗ	C ₁	1446	6,4	9289	0,28	0,68	0,963	0,965	1644	0,088	144			
		Итого	C ₁	1446	6,4	9289					1644		144	108,5	1535,5	35,5
Итого по K _{2c}			C ₁	1446	6,4	9289					1644	0,088	144			
K _{1a}		ЧНЗ	C ₁	121	10,4	1257	0,28	0,84	0,965	0,978	279	0,190	53			
		ВНЗ		399	5,5	2199	0,28	0,84	0,965	0,978	488	0,191	93			
		Итого	C ₁	520	6,6	3456					767		146	126,9	640,1	19,1
Итого по K _{1a}			C ₁	520		3456					767	0,190	146			
Итого по Западному крылу Северного поля			C ₁	1966		12745					2411		290	235,4	2175,6	54,6

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		
Восточное крыло																		
К _{1а13}		ВНЗ	C ₁	216	7,1	1528	0,27	0,58	0,966	0,990	229	0,031	7					
		Итого	C ₁	216	7,1	1528						229		7				
Итого по К _{1а13}			C ₁	216		1528					229	0,031	7	5,6	223,4	1,4		
Итого по Восточному крылу			C ₁	216		1528					229		7	5,6	223,4	1,4		
Грабен																		
К _{1а13} -А		ВНЗ	C ₁	245	2,4	581	0,25	0,44	0,951	0,982	60	0,100	6					
		Итого	C ₁	245	2,4	581						60		6				
Итого по К _{1а13} -А			C ₁	245		581					60	0,100	6	2,3	57,7	3,7		
К _{1а13} -Б		ВНЗ	C ₁	495	3,4	1674	0,26	0,56	0,945	0,982	226	0,119	27					
		Итого	C ₁	495	3,4	1674						226		27				
Итого по К _{1а13} -Б			C ₁	495	3,4	1674					226	0,119	27	15,5	210,5	11,5		
Итого по грабену			C ₁	740		2255					286		33	17,8	268,2	15,2		
Всего по месторождению, в т.ч.			А								16508		7390					
			В									10223		2369				
			C ₁										2926		330			
			А+В										26731		9759			
			А+В+С ₁										29657	0,340	10089	8956,0	20701,0	1133,0

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

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

Начальные продуктивные и фильтрационные характеристики скважин и пластов

На месторождении Кара-Арна опробования проводились по всем продуктивным горизонтам.

В процессе бурения скважин, при вскрытии перспективных горизонтов проводились испытания с помощью опробователей пластов, спускаемых в скважину на кабеле-канате или испытательном тросе, и испытателей пластов на бурильных или насосных трубах.

В обсаженной колонне вскрытие осуществлялось кумулятивными перфораторами марки ЗПК-89, ЗКПО-ПП-22, ЗПКО -105, RDX-26gr, DYNA WELL-39gr, INNICOR-26gr, с плотностью перфорации 10-20 отверстий на 1 погонный метр.

При получении фонтана нефти исследовали на трех режимах. Изменение режима работы осуществлялось путем смены штуцеров на устье скважины. При работе на каждом режиме замерялись забойное, трубное, затрубное давления и вычислялась депрессия на пласт. Пластовые и забойные давления замерялись глубинными манометрами.

При получении нефонтанирующего притока нефти исследование скважин проводились методом компрессирования, с последующим прослеживанием уровня. Отслеживался статический уровень. Также вызов притока нефти осуществляли методом свабирования, в случае отсутствия притока из пласта освоение скважины проводили с помощью ЭВН и ШГН.

На основе замеров пластового давления, по результатам исследований, выполненных в процессе опробования и в период пробной эксплуатации поисковых скважин, построен график зависимости пластового давления от глубины (рисунок 3.1.1).

Распределение пластового давления по продуктивным горизонтам по глубине описывается линейной зависимостью:

$$P_{\text{пл.нач.}} = 0,0106 \cdot H - 0,0078 \quad (R^2 = 0,99)$$

где H – глубина замера в абсолютных отметках, м.

Исходя из полученной зависимости, определен градиент давления, который равен 0,0106 МПа/м.

Коэффициент превышения пластового давления над гидростатическим в начальный период составлял 1,08 д.ед.

Распределение пластовой температуры по глубине по результатам опробования скважин, приведено на рисунке 3.1.2, и зависимость описывается уравнением прямой:

$$T_{\text{пл.нач.}} = 0,0262 \cdot H + 11,212 \quad (R^2 = 0,90)$$

где H – глубина замера в абсолютных отметках, м.

Пластовая температура изменяется в пределах 23-42,5⁰С, в среднем составляя 35,3⁰С. Градиент температуры в среднем равен 2,62⁰С на 100 м.

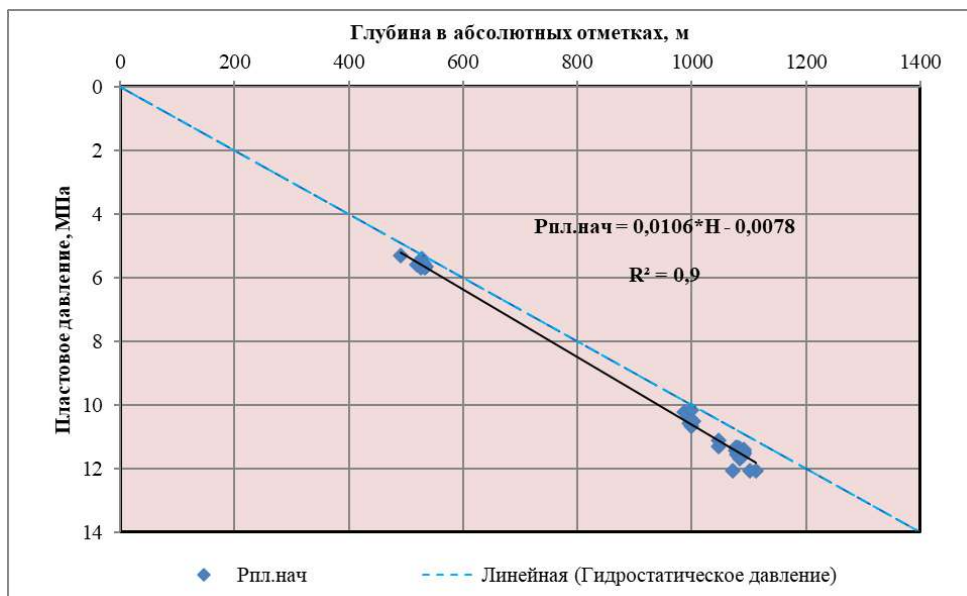


Рисунок 3.1.1 – Зависимость пластового давления от глубины по результатам опробования

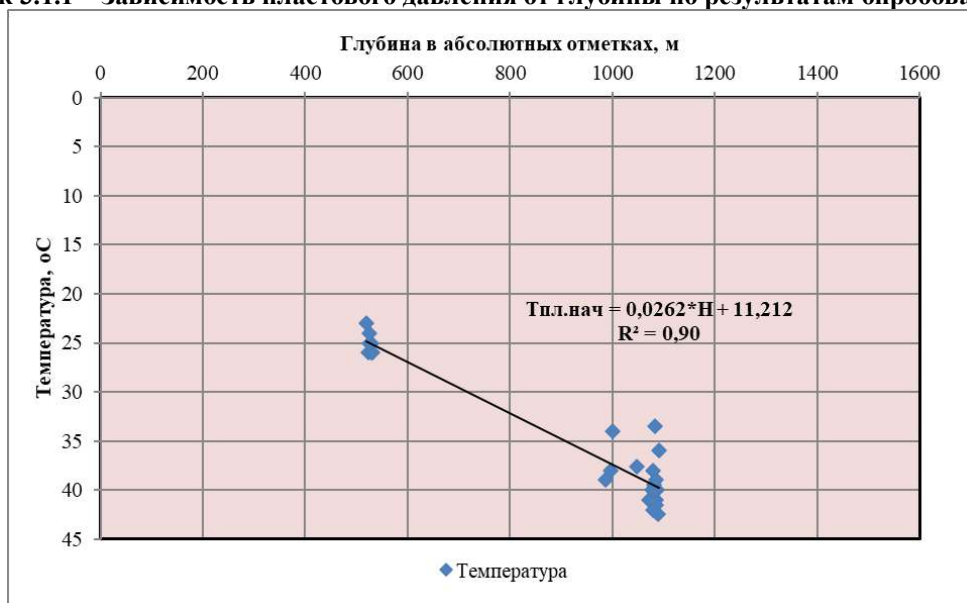


Рисунок 3.1.2 – Зависимость пластовой температуры от глубины по результатам опробования

По результатам исследований скважин на установившемся режиме, проведенных в период опробований, были рассчитаны пластовые параметры: коэффициенты продуктивности пласта ($K_{пр}$), гидропроводности (ϵ), проницаемости (k) и удельной продуктивности. На основе полученных параметров, оценены средние начальные характеристики по объектам разработки, которые представлены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 – Начальные продуктивные и фильтрационные характеристики месторождения Кара-Арна

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по пласту
	скв.	измерений		
I объект				
Начальное пластовое давление, МПа	9	8	5,4-5,7	5,6
Пластовая температура, °С	9	6	24,6-26	25,3
Дебит нефти, т/сут	9	10	0,64-5,75	2,6
Коэффициент продуктивности по нефти, м³/сут·МПа	9	8	1,4-5,9	3,35
I сп объект				
Начальное пластовое давление, МПа	3	1	-	5,6
Пластовая температура, °С	3	1	-	23
Дебит нефти, т/сут	3	3	0,96-7,2	3,1
Коэффициент продуктивности по нефти, м³/сут·МПа	3	1	-	1,3
II объект				
Начальное пластовое давление, МПа	7	7	10,1-10,67	10,5
Пластовая температура, °С	7	4	26-39	34,3
Дебит нефти, т/сут	7	17	5,5-59,5	24,3
Коэффициент продуктивности по нефти, м³/сут·МПа	7	6	18,3-38,1	28,2
II вк объект				
Начальное пластовое давление, МПа	2	1	-	5,3
Пластовая температура, °С	-	-	-	-
Дебит нефти, т/сут	2	2	1,27-2,87	2,0
Коэффициент продуктивности по нефти, м³/сут·МПа	2	1	-	1,73
II грабен объект				
Начальное пластовое давление, МПа	3	1	-	9,43
Пластовая температура, °С	3	1	-	35,85
Дебит нефти, т/сут	3	9	3,6-18,4	11,6
Коэффициент продуктивности по нефти, м³/сут·МПа	-	-	-	-
III объект				
Начальное пластовое давление, МПа	22	21	10,4-12,08	11,5
Пластовая температура, °С	22	15	33,5-42,5	39,7
Дебит нефти, т/сут	22	59	4,8-67,3	24,7
Коэффициент продуктивности по нефти, м³/сут·МПа	22	51	2,1-137,9	31,0
III сп объект				
Начальное пластовое давление, МПа	2	2	11,1-11,3	11,2
Пластовая температура, °С	1	1	-	37,6
Дебит нефти, т/сут	2	6	6,2-36,3	19,6
Коэффициент продуктивности по нефти, м³/сут·МПа	2	6	15-21,2	18,3

Текущие продуктивные и фильтрационные характеристики скважин и пластов, оценка текущего энергетического состояния залежей

За рассматриваемый период разработки на месторождении гидродинамическими исследованиями охвачены только основные I, II, III объекты разработки и их результаты приведены в таблице 3.1.2. Выполнены:

- 1 методом восстановления давления (запись кривой восстановления давления КВД) и кривая стабилизации давления (КСД) были проведены в 1 скважине (118);
- 2 методом установившихся отборов (МУО) в 2-х скважинах;
- 10 падения давления (запись кривой падения давления - КПД) в 9-ти нагнетательных скважинах (34, 111, 115, 125, 126, 204, 222, 233, 234);

- 1 гидропрослушивание (ГП) в скважине 106;
- 223 прямые замеры манометром и 381 определение через статических уровней пластового давления и температур;
- 4017 рассчитанные забойные давления через динамический уровень, результаты которых дают текущую информацию о коллекторских свойствах пластов.
- 1 гидропрослушивание (ГП) в скважине 106.
- 2 трассерные исследования по двум нагнетательным скважинам.

Замеры давления производилось глубинными манометрами PPS-25 при статистическом режиме с остановкой датчика манометра на период 6-12 минут на каждом 100-200 метров интервале ствола скважины.

Динамометрирование механизированного фонда производилось приборами с системой динамометрического контроля работы скважин с ШГН «Судос-автомат». В таблице 3.1.3 приведены средние значения забойного давления по объектам за каждый квартал за период с 01.01.2021 по 01.01.2025 гг.

На I объекте провели 18 гидродинамических исследований в 14 скважинах из них 14 исследований методом КВУ, 3 исследования методом КПД и 1 прямой замер пластового давления. По результатам исследования, значение проницаемости колеблется в пределах от 0,043 до 3,365 мкм². Значение гидропроводности в среднем составило 0,009 мкм²*м/МПа*с. Почти во всех проведенных исследованиях получены отрицательные значения скин-фактора, что положительно характеризует призабойную зону скважин. Положительные значения получены только в 2-х исследованиях в скважинах №24, 123 и 124, в которых рекомендуется провести мероприятия по очистке.

На II объекте разработки провели 1 прямой замер в скважине 133. Значение пластового давления составило 9,2 МПа, пластовая температура – 37,9°С. Значения проницаемости по результатам КВУ колеблются от 0,083 до 0,747 мкм², средний коэффициент продуктивности по залежи за анализируемый период – 0,56 м³/сут*МПа. Это возможно обусловлено отрицательным влиянием опережающей обводненности. Призабойная зона исследованных скважин характеризуется чистой, на что указывает отрицательный скин-фактор.

На III объекте проведено ГДИС методом КВУ в добывающей скважине 128. Проницаемость составила 0,053 мкм², коэффициент продуктивности – 0,13 м³/сут*МПа. Призабойная зона скважины в хорошем состоянии, на что указывает скин-фактор.

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

Таблица 3.1.2 – Результаты гидродинамических исследований за анализируемый период

№ скв	Дата исследования	Вид исследования	Рпл., МПа	Рзаб., МПа	Дебит нефти, м³/сут	Проницаемость пласта, мкм²	Пьезопроводность пласта, м²/с	Гидропроводность пласта, мкм²*м/(МПа*с)	Кэфф. продукт., м³/(сут*МПа)	Скин фактор	T, °C
I объект											
4	15-18.11.2024	КПД	5,73	7,74		0,284	1,23886	0,019		-5,19	
24	12-15.11.2024	КПД	5,48	9,15		0,467	1,83295	0,02728		8,99	
142	7-10.11.2024	КПД	5,03	9,91		0,043	0,21502	0,00129		-4,05	
69	16.10.2022	Рпл	5,20	2,50	1,6				0,6		25,8
72	2-6.10.2022	КВУ	4,30	2,80	2,4	1,498	0,044	0,0140	1,6	-5,68	
123	12-14.11.2024	КВУ	4,44	1,94	2,24	3,365	0,219	0,0053	0,879	23,6	
124	2-6.10.2022	КВУ	4,80	2,20	2,2	0,316	0,006	0,0160	0,8	0,53	
437	26-30.09.2022	КВУ	4,00	1,80	1,3	1,024	0,045	0,0070	0,6	-4,71	
445	7-11.10.2022	КВУ	3,70	2,70	1,8	1,15	0,057	0,0280	1,8	-3,84	
469	5-9.08.2022	КВУ	4,70	0,30	2,3	0,397	0,005	0,0060	0,5	-3,99	
407	8-12.09.2023	КВУ	5,60	0,90	3,9	0,184	0,004	0,0090	0,8	-3,97	
421	6-9.11.2024	КВУ	4,83	0,57	0,72	0,516	0,021	0,0009	0,169	-3,92	
428	18-20.11.2024	КВУ	2,42	0,71	0,92	0,902	0,0335	0,0022	0,538	-4,92	
437	4-8.09.2023	КВУ	4,40	1,80	1,8	1,237	0,051	0,0080	0,7	-4,53	
437	14-16.11.2024	КВУ	4,87	1,68	1,45	1,174	0,05417	0,0039	0,455	-4,87	
450	16-18.11.2024	КВУ	3,72	2,47	1,58	2,053	0,07519	0,0051	1,269	-5,3	
469	15-19.08.2023	КВУ	4,90	0,30	2,2	0,298	0,005	0,0040	0,5	-4,46	
469	9-12.11.2024	КВУ	5,12	0,05	0,6	0,342	0,00539	0,0008	0,118	-4,63	
II объект											
126	10-14.08.2022	КВУ	8,90	5,00	2,1	0,251	0,101	0,004	0,5	-5,57	
126	1-3.11.2024	КВУ	9,09	6,70	1,9	0,747	0,153	0,0007	0,796	-5,18	
131	15-19.08.2022	КВУ	8,80	6,20	1,5	0,083	0,02	0,006	0,6	-4,93	
131	3-6.11.2024	КВУ	8,56	6,59	0,92	0,201	0,018	0,0003	0,467	-5,15	
133	21.10.2022	Рпл	9,20		2,4						37,9
126	19-22.08.2023	КВУ	9,20	5,70	1,8	0,212	0,123	0,006	0,5	-5,21	
131	27-31.08.2023	КВУ	8,90	6,10	1,5	0,109	0,016	0,005	0,5	-5,2	
III объект											
90	10-11.11.2024	КПД	13,00	15,26		0,092	0,40689	0,01147		-3,24	
128	31.08-4.09.2023	КВУ	10,50	8,90	1,2	0,053	0,026	0,012	0,8	0,836	
I сп объект											
166	17.06.2022	Рпл	5,3		2,2						23,9
166	22-26.08.2023	КВУ	5,4	2	2,1	0,247	0,01	0,009	0,63	-2,82	
II вк объект											
3А	19-23.08.2022	КВУ	5,2	0,7	0,6	0,066	0,003	0,002	0,13	-2,17	0,5

Таблица 3.1.3 – Средние значения забойного давления по объектам разработки

Объект	Давление насыщения МПа	Забойное давление, МПа															
		2021				2022				2023				2024			
		1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.
I	0,72	3,5	3,3	3,5	3,6	3,6	3,6	3,5	3,4	3,5	3,8	3,6	3,7	3,8	3,8	3,7	3,6
I сп	0,72	4	4	4	4	4,1	4	3	2,9	2,6	2,8	3	3	3,1	3,1	3,2	3,3
II	2,4	8,3	8,3	8,4	8,4	8,4	8,3	8	7,8	8,1	8,3	7,9	8,3	8,5	8,5	8,5	8,4
II вк	0,22	1	1	1	1	1	1	1,1	0,9	0,9	0,9						
II Грабен	0,59	8,6	8,6	8,8	8,7	8,6	8,8	8,9	9	8,8	8,9	9	9	9	9	9	9,1
III	2,99	9,9	10	10	9,8	10,5	10,1	11,9	9,8	9,9	9,9	10	9,9	9,7	9,8	9,6	9,6
III сп	2,1	9,8	9,8									9,5					

На основе полученной информации по скважинам оценены текущие продуктивные и фильтрационные свойства пластов в среднем по эксплуатационным объектам (табл. 3.1.4).

Таблица 3.1.4 – Текущие гидродинамические характеристики месторождения Кара-Арна

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
I объект				
Пластовое давление, МПа	14	18	2,42-5,73	4,62
Пластовая температура, °С	1	1	25,8	25,8
Дебит нефти, т/сут	11	15	0,6-3,9	1,8
Коэффициент продуктивности по нефти, м³/(сут·МПа)	11	15	0,118-1,8	0,755
Гидропроводность, м³·10 ⁻¹² /Па×с	17	20	0,0008-0,028	0,009
Пьезопроводность, 10⁴ м²/с	15	18	0,005-1,8	0,23
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	18	21	0,043-3,36	0,897
II объект				
Пластовое давление, МПа	3	7	8,56 – 9,2	8,95
Пластовая температура, °С	1	1	37,9	37,9
Дебит нефти, т/сут	3	7	0,92 – 2,4	1,73
Коэффициент продуктивности по нефти, м³/(сут·МПа)	2	6	0,46 – 0,796	0,56
Гидропроводность, м³·10 ⁻¹² /Па×с	2	6	0,0003-0,006	0,0037
Пьезопроводность, 10⁴ м²/с	2	6	0,016-0,153	0,072
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	2	6	0,083-0,747	0,27

Энергетическое состояние

С поддержанием пластового давления разрабатываются основные объекты разработки – I, II, III, остальные объекты из-за незначительных геологических запасов нефти вырабатываются на естественном режиме.

Разработка нефтяной залежи **I объекта** осуществляется с поддержанием пластового давления путем закачки воды в 4 нагнетательные скважины. Начальное пластовое давление на I объекте разработки составляло 5,7 МПа.

Текущая компенсация отборов жидкости составляет 73,3 %, накопленная равна 52,4 %, то есть уровни объемов закачки по сравнению с добычей объемов жидкости ниже (рис.3.1.3).

За анализируемый период по пластовым давлениям (8 замера) была построена карта изобар, средневзвешенное давление равно 5,2 МПа (граф. прил. 27), незначительное снижение пластового давления относительно начального объясняется активной водонапорной системой массивной залежи.

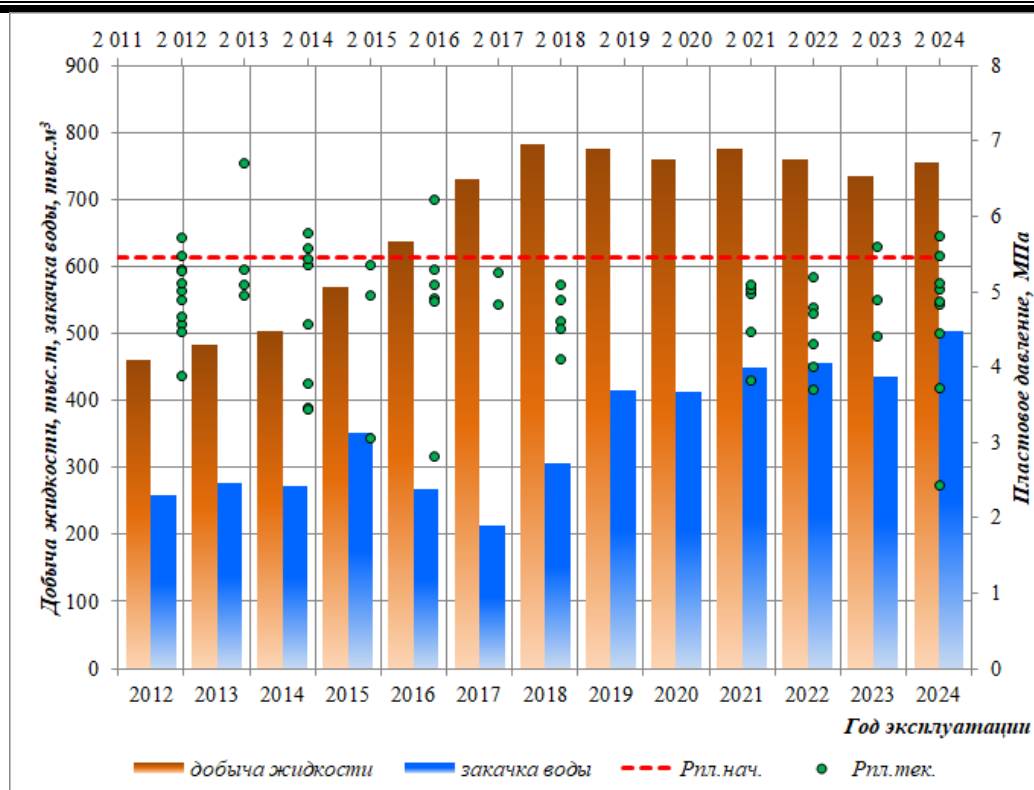


Рисунок 3.1.3 – Динамика пластового давления по скважинам I объекта

I сп объект, сеноманский горизонт северного поля. Среднее начальное пластовое давление в I сп объекте разработки принято равным 5,6 МПа. Последний замер был получен в августе 2023 г. в скважине 166 методом КВУ, пластовое давление составило 5,4 МПа, что ниже начального пластового давления на 0,2 МПа.

Разработка залежи **II объекта** осуществляется с поддержанием пластового давления путем закачки воды посредством одной нагнетательной скважины. Как видно на графике (рис.3.1.4), отмечается снижение пластового давления относительно первоначального. Начальное пластовое давление на II объекте разработки составляло 10,5 МПа.

В 2023 г. были получены значения пластовых давлений из 2-х скважин, в среднем составив 9,1 МПа, что ниже начального показателя. В 2024 г. были получены значения пластовых давлений из 9 скважин, в среднем составив 4,63 МПа, что ниже начального показателя. Это объясняется активной выработкой залежи.

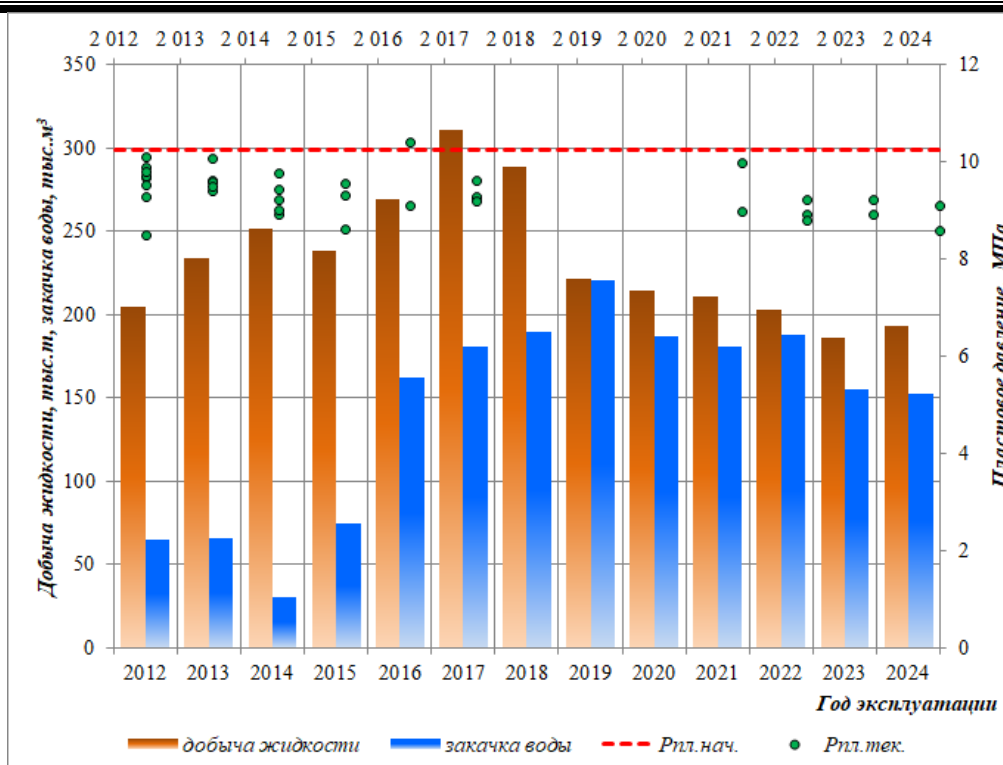


Рисунок 3.1.4 – Динамика пластового давления по скважинам II объекта

II объект Грабен. За анализируемый период в данном объекте замеров пластового давления не было. Начальное давление по объекту составляло 9,4 МПа по данным исследования единичной скважины R-8.

II вк объект. Последний замер был осуществлен в 2022 г. в одной скважине 3А, методом КВУ, пластовое давление составило 5,2 МПа. Начальное давление, принятое также по единичному замеру в данной скважине, составляло 5,3 МПа.

Эксплуатация **III объекта** ведется с поддержанием пластового давления. Ввод системы ППД на южном поле был осуществлен в 1986 г., на дату анализа закачка ведется с помощью 6 нагнетательных скважин.

Как видно из рисунка 3.1.5, в динамике Рпл по разрабатываемому горизонту III объекта в 2023 г. (скважина №128) наблюдается снижение данного показателя до 10,5 МПа, при начальном 11,5 МПа. А также провели КПД в нагнетательном скважине, где пластовое давление составило 13 МПа.

Также видно, что объемы закачки превышают объемы добываемой жидкости, то есть текущая компенсация отборов по годам превышает 100% (на дату анализа 166,2%). Отмечается малое количество ГДИС по объекту за последние годы. Для контроля за разработкой необходимо проводить ГДИС в полном объеме согласно рекомендациям проектного документа.

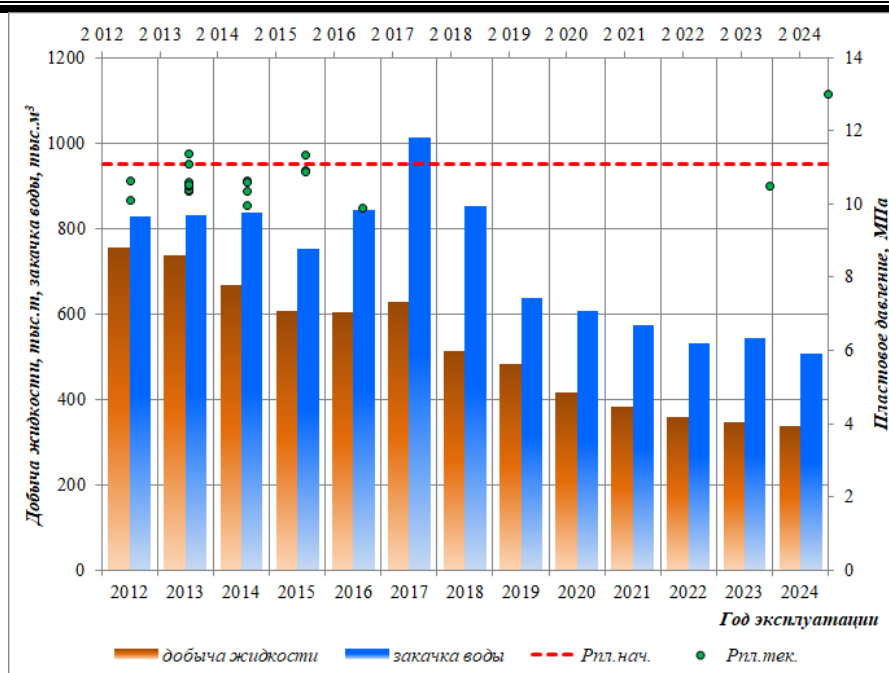


Рисунок 3.1.5 – Динамика пластового давления по скважинам III объекта

III сп объект. Начальное пластовое давление в нефтяной залежи аптского горизонта северного поля составляло 11,2 МПа. Последний замер был проведен в 2013 г. в одной скважине 28, значение Рпл составило 10,03 МПа, что ниже от начального на 0,87 МПа.

В целом по объектам месторождения в процессе эксплуатации отмечается снижение пластового давления, в связи с активной эксплуатацией залежей.

В дальнейшем с целью уточнения фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов и продуктивной характеристики скважин гидродинамические исследования на месторождении необходимо продолжить.

3.2. Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

Месторождение вступило в эксплуатацию в 1964 г., промышленная разработка начата в 1974 г. Действующим проектным документом на разработку месторождения Кара-Арна является «Проект разработки месторождения Кара-Арна по состоянию на 01.07.2021 г.», который был утвержден ЦКРР МЭ РК (протокол № 29/4 от 28.07.2022 г.).

Согласно утвержденному проектному документу, выделяются следующие объекты для разработки:

- I объект – сеноманский горизонт южного поля;
- I сп объект – сеноманский горизонт северного поля;
- II объект – нижнеальбский горизонт южного поля;
- II объект Грабен – залежи (K1a13-A, K1a13-B) верхнеальбского горизонта Грабена;
- II вк объект – верхнеальбский горизонт восточного крыла;

- III объект – аптский горизонт южного поля;
- III сп объект – аптский горизонт северного поля.

Основные положения утвержденного в проектном документе второго варианта:

- Проектно-рентабельный период разработки – 2021- 2038 годы.
- Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 1681,7 тыс.т.
- Конечная обводненность – 94,6 %. Рентабельный КИН – 0,340 д.ед.

Система разработки в настоящее время – площадное размещение добывающих скважин с плотностью сетки скважин 4 га/скв. Закачка пластовой воды осуществляется только на основных объектах разработки – I, II и III, на которых в действующем проектном документе закладывалось приконтурное заводнение. Фактически оно реализовано только на III объекте, на I и II объекте система ППД – избирательная.

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

По состоянию на 01.01.2025 г. на месторождении пробурено всего 221 скважина, из них: добывающих – 171, нагнетательных – 12, в консервации – 1, ликвидированных – 21, наблюдательных – 13, водозаборных – 3.

Характеристика пробуренного фонда скважин по объектам и в целом по месторождению приведена в таблице 3.2.1.

Эксплуатационный фонд месторождения представлен 171 скважинами, все действующие и работают механизированным способом: 121 скважина – ШГН, 50 скважин – электровинтовым насосом (ЭВН).

Ликвидированных скважин 21 ед., из них 20 ликвидированы после бурения и 1 – по техническим причинам после эксплуатации. Как видно из таблицы, наибольшее количество скважин эксплуатируется на I объекте. Минимальным количеством скважин характеризуется II Грабен объект, который эксплуатируется единичной скважиной.

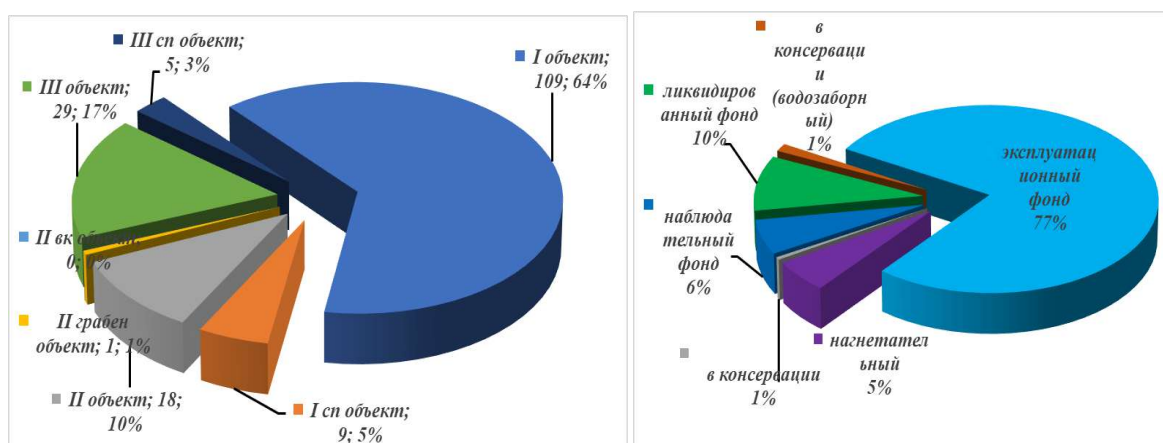


Рисунок 3.2.1 – Характеристика пробуренного фонда скважин по объектам и в целом по месторождению

Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и представлено в таблице 3.2.2. В целом реализуемые на месторождении уровни отбора нефти из скважин характеризуются как низкие. В динамике дебитов скважин, за рассматриваемый период, наметилась тенденция общего снижения производительности. Так на 01.01.2025 г., все скважины действующего фонда работают с дебитами нефти до 5 т/сут. Характерным является увеличение фонда добывающих скважин с дебитами нефти до 5 т/сут, так как месторождение находится на поздней стадии разработки со снижением дебитов нефти и увеличением обводненности. Среднее значение дебита в целом по месторождению – 1,9 т/сут по нефти и 22,7 т/сут по жидкости.

Распределение скважин действующего добывающего фонда по степени обводнённости приведено в таблице 3.2.4.

Как видно из таблицы, на дату анализа с обводнённостью от 60 до 70% – 2 скважины, от 70 до 80% работали 8 скважины, от 80 до 90% работали 52 скважины и 112 скважины работали с обводнённостью более 90%. Текущая обводненность добываемой нефти в целом по месторождению, по состоянию на 01.01.2025 г. составляет 91,7 %. Минимальной обводненностью добываемой продукции – 84,2 % характеризуется II грабен объект разработки.

Таблица 3.2.1 – Месторождение Кара-Арна. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2025 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	I – сеноманский горизонт южного поля	I сп – сеноманский горизонт северного поля	II – нижнеальбский горизонт южного поля	II вк – верхнеальбский горизонт восточного крыла	II Грабен – верхнеальбский горизонт Грабена	III – аптский горизонт южного поля	III сп – аптский горизонт северного поля	Всего по месторождению
Фонд добывающих скважин	эксплуатационный:								171
	в т. ч. действующие								171
	из них: ШГН	1, 1а, 7, 9, 16, 22, 25, 26, 29, 30, 52, 53, 54, 59, 60, 67, 68, 69, 72, 77, 80, 81, 83, 84, 85, 91, 92, 94, 96, 98, 108, 115, 119, 123, 124, 132, 135, 138, 140, 145, 153, 158, 309, 313, 314, 320, 401, 405, 408, 409, 410, 411, 413, 416, 418, 419, 420, 421, 423, 424, 426, 427, 429, 431, 432, 435, 436, 437, 439, 441, 443, 445, 446, 447, 448, 450, 451, 455, 458, 469, К-1, К-2	32, 49	10, 50, 70, 78, 85а, 86, 97, 116, 118, 121, 126, 131, 133, 137, 143, 155			5, 6, 19, 62, 64, 65, 74, 82, 89, 93, 122, 127, 129, 130, 144, 146, 154, 159, R-2		119
	ЭВН	2SH, 56, 66, 75, 79SH, 88, 95а, 167Н, 406, 407, 412, 415, 425, 428, 438SH, 442, 454SH, 460, 464, 465, 470Н, 471, 472, 473, 474, 475Н, 476Н	166, 461, 462, 463, 466, 467, 468Н	139, 161		R-9	125, 128, 136а, 141, 162Н, 163Н, 165	21, 28, 152, 156, 168	49
	ОРЭ (одновременно-раздельная эксплуатация)								3
	т. ч. ШГН			117, 157			117, 157		2
	ЭВН			160			160		1
	В простое (ШГН)								0
	Бездействующие								0
	Всего:								12
Фонд нагнетательных скважин	Действующие	4, 24, 57, 142		8			3, 51, 55, 90		9
	В простое								0
	Бездействующие						11, 23, 151		3
	Всего:								21
Ликвидированный фонд	после бурения	12, 14, 17, 18, 20, 27, 31, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 120, 136, R3, R4							20
	после эксплуатации	95							1
	В испытании								0
Наблюдательный фонд		2А, 13, 15, 33, 61, 87, 134, 147, 150, 402, К-3, R8, R10							13
В консервации:		3А							1
Водозаборные скважины (в консервации)		2012, 2014, 2015							3
Всего пробурено									221

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

Таблица 3.2.2 – Распределение фонда добывающих скважин по дебиту нефти и жидкости по состоянию на 01.01.2025 г.

Объект	Фонд добывающих скважин		Средний дебит скважин, т/сут		Диапазон изменения дебитов по нефти и жидкости, т/сут											
					<5		5-10		10-20		20-40		40 - 50		> 50	
	экс.	дейст.	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж
2022 г.																
I	108	108	2,3	19	107	1	1	11		60		36				
I сп	9	9	2,3	21	9			1		4		4				
II	21***	21***	1,7	26	21***			1*		6		12**	2			
II грабен	1	1	3,1	18	1					1						
II вк	1	1	0,6	3	1	1										
III	29	29	2,5	33	27		2			4		19	2			4
III сп	5	5	1,6	27	5							5				
по местор.	171	171	2,3	22,8	171***	2	3	13*		75		76**		4		4
2023 г.																
I	108	108	2,1	18,7	108	2		6		62		37		1		
I сп	9	9	2,1	20,5	9			1		4		4				
II	21***	21***	1,4	23,8	21***			3*		5		11**	2			
II грабен	1	1	2,9	17,4	1					1						
II вк	0	0														
III	29	29	2,4	33,2	27		2			4		18	3			4
III сп	5	5	1,1	24,3	5					1		4				
по местор.	170	170	2,1	22,1	171***	2	2	10*		77		74**		6		4
2024 г.																
I	109	109	1,9	19,2	109			7		57		44		1		
I сп	9	9	1,7	21,1	9					5		4				
II	21***	21***	1,3	25,3	21***			3*		3		12*	3*			
II грабен	1	1	2,9	18,5	1					1						
II вк	0	0														
III	29	29	2,0	32,2	29					6		16	3			4
III сп	5	5	1,0	24,1	5					1		4				
по местор.	171	171	1,8	22,3	174			10*		73		80*		7*		4

Примечание: *- количество скважин с технологией ОРЭ

Таблица 3.2.3 – Распределение добывающих скважин по обводненности по состоянию на 01.01.2025 г.

Объект	Фонд добывающих скважин		Средний дебит скважин, т/сут		Средняя обводненность продукции, %	Диапазон изменения обводненности, %						
	экспл.	действ.	нефть	жидкость		< 40	40 - 50	50 - 60	60 - 70	70 - 80	80 - 90	> 90
2022 г.												
I	108	108	2,3	19	87,9		1		6	15	44	42
I сп	9	9	2,3	21	88,9					1	4	4
II	21***	21***	1,7	26	93,6					2*	3	16**
II грабен	1	1	3,1	18	83,0						1	
II вк	1	1	0,6	3	79,1					1		
III	29	29	2,5	33	92,3						9	20
III сп	5	5	1,6	27	94,4							5
по местор.	171	171	2,3	22,8	90,0		1		6	19	61	87**
2023 г.												
I	108	108	2,1	18,7	88,6		1	1	1	16	43	46
I сп	9	9	2,1	20,5	89,9					1	3	5
II	21***	21***	1,4	23,8	93,8						4*	17**
II грабен	1	1	2,9	17,4	83,1						1	
II вк												
III	29	29	2,4	33,2	92,7						7	22
III сп	5	5	1,1	24,3	95,5							5
по местор.	170	170	2,1	22,1	90,6		1	1	1	17	58*	95**
2024 г.												
I	109	109	1,9	19,2	89,9				2	8	39	60
I сп	9	9	1,7	21,1	92,0						4	5
II	21***	21***	1,3	25,3	94,7						3*	18**
II грабен	1	1	2,9	18,5	84,2						1	
II вк	0	0										
III	29	29	2,0	32,2	93,7						5	24
III сп	5	5	1,0	24,1	95,9							5
по местор.	171	171	1,8	22,3	91,7				2	8	52	112

Примечание: *- количество скважин с технологией ОРЭ

Характеристика отборов нефти, жидкости и закачки воды

Месторождение вступило в пробную эксплуатацию в 1964 г., в промышленной разработке месторождение находится с 1974 г. Действующим проектным документом на разработку месторождения является «Проект разработки месторождения Кара-Арна», составленный по состоянию на 01.07.2021 г.

Как видно из рисунка 3.2.3, до 2009 г. наблюдается увеличение добычи нефти до максимальной отметки за весь период разработки 248,5 тыс.т, что связано с вводом новых добывающих скважин в этот период. В дальнейшем наблюдается монотонное снижение, что связано с активной выработкой залежей.

По состоянию на 01.01.2025 г. с начала разработки по месторождению добыто 8956,0 тыс.т. нефти, 43757,8 тыс.т жидкости. От утвержденных извлекаемых запасов нефти отобрано 88,8 %, при текущей обводненности 91,7 %. Достигнутый коэффициент нефтеизвлечения – 0,302 д.ед.

Основной объем накопленной добычи нефти – 67,29 % приходится на объект III, доля объектов I – 19,96 %, I сп - 1,21 %, II – 9,87 %, из II грабен объекта – 0,20 %, из II вк объекта – 0,06 %, III сп – 1,42 % от всей добываемой нефти. По анализу текущей добычи нефти, видно, что основные тенденции в разработке месторождения Кара-Арна в настоящее время определяет объект I.

Накопленная закачка воды на дату анализа составила 30397,0 тыс.м³. Текущая компенсация отбора жидкости закачкой воды на дату анализа составляла 91,2 %, накопленная – 74,6 %. Основные технологические показатели по месторождению за период 2022-01.01.2025 г. представлены в таблице 3.2.4.

Распределение накопленной добычи нефти по объектам разработки представлено на рисунке 3.2.2.

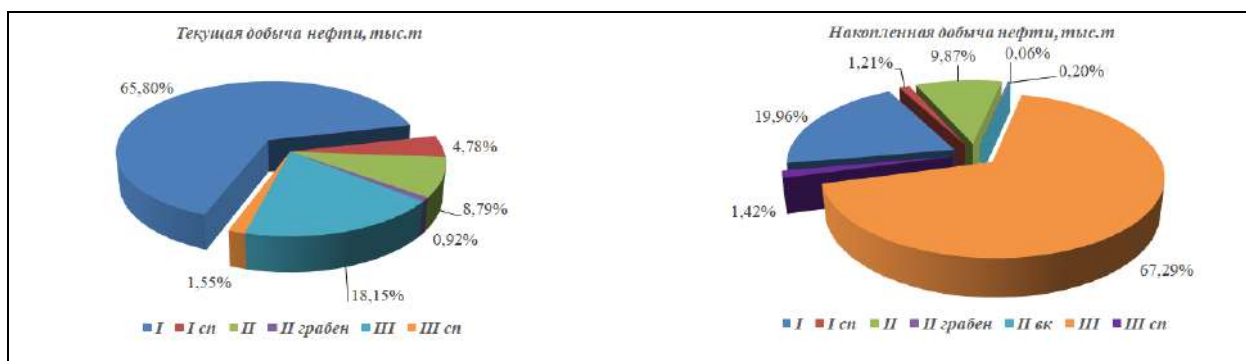


Рисунок 3.2.2 – Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки месторождения на 01.01.2025 г.

Распределение текущих дебитов действующих добывающих и приемистости действующих нагнетательных скважин по объектам разработки показаны на картах текущих и накопленных отборов и закачек (граф. приложения 20-26).

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

месторождения Кара-Арна с 2022 г. по 2024 г. приведены с утвержденными показателями из «Проекта разработки месторождения Кара-Арна» по состоянию на 01.07.2021 г. Как видно из таблиц, за рассматриваемый период наблюдаются незначительные расхождения фактических и проектных значений по всем показателям как в целом по месторождению, так и отдельно по объектам.

В целом по месторождению

За 2022 г. по месторождению фактическая добыча нефти и жидкости на уровне проектного, добыто 143,5 тыс.т нефти, 1444,1 тыс.т жидкости. Обводненность продукции составила 90,1 %. Среднесуточный дебит нефти – 2,3 т/сут, жидкости – 23,2 т/сут.

Согласно таблице 3.2.4 наблюдается отставание по фактическому добывающему фонду скважин от проекта на 3 ед., это связано с выбытием 3 добывающих скважин (№90, 152, 421) из-за высокой обводненности. Из трех скважин: две скважины (№№ 142, 90) были переведены в нагнетательный фонд, одна скважина (№421) в наблюдательный фонд.

За 2023 г. было отобрано 130,3 тыс.т нефти, 1383,6 тыс.т жидкости. Среднесуточный дебит нефти составил 2,1 т/сут, жидкости – 22,5 т/сут. Обводненность продукции увеличилась до 90,6 %.

За 2023 г. фактическая добыча нефти составила 130,3 тыс.т, что меньше проектного показатель на 3,8 %, в связи с отставанием эксплуатационного фонда скважин на 2,9% и с меньшим дебитом нефти 2,1 т/сут против проектного 2,5 т/сут. Фактическая добыча жидкости (1383,6 тыс.т) на уровне проектного показателя. Обводненность продукции составила 90,6 %.

Закачка рабочего агента осуществлялась через 11 скважин против проекта 9 ед. Фактический уровень закачанной воды меньше на 5,6 % проектного. В итоге компенсировать текущие отборы удалось на 89,9 % против проекта 93,0 %.

За 2024 г. было отобрано 116,3 тыс.т нефти, 1405,7 тыс.т жидкости. По факту добыто меньше нефти (8,8 %) и жидкости (3,3 %), чем предусмотрено проектом. Основной причиной отставания является меньший, чем предусмотрено проектом фонд добывающих скважин на 3 ед. Добывающий фонд скважин по сравнению с предыдущим 2023 годом увеличился на 1 ед., за счет перевода скважины №421 из наблюдательного фонда. Среднесуточный дебит нефти составил 1,9 т/сут, жидкости – 22,7 т/сут. Обводненность продукции увеличилась до 91,7 %.

Закачка воды отстает от проектного показателя на 14,9 %. Отставание связано с меньшим фондом действующих нагнетательных скважин, чем запланировано. При этом среднесуточная приемистость меньше проектного значения на 27%.

Рассмотрим характеристику основных технологических показателей отдельно по каждому объекту разработки за рассматриваемый период.

I объект – сеноманский горизонт южного поля разрабатывается с 1994 г. Разработка объекта ведется с поддержанием пластового давления путем закачки попутно-добываемой воды через 4 нагнетательные скважины.

На рисунке 3.2.4 показана динамика основных технологических показателей разработки I объекта, в период с 2004 по 2008 гг., наблюдается рост добычи нефти с 6,95 до 98,7 тыс.т и рост добычи жидкости с 32,4 тыс.т до 314,9 тыс.т, что связано с активным разбуриванием данной залежи. Эксплуатационный фонд добывающих скважин в данный период увеличился с 8 до 58 ед., при этом среднесуточный дебит нефти одной скважины колебался от 4,8 до 5,4 т/сут.

В период с 2008 по 2016 гг. наблюдается монотонное снижение добычи нефти с 98,7 до 81,5 тыс.т, при этом добыча жидкости возросла с 314,9 до 638,3 тыс.т.

Начиная с 2017 г. наблюдается увеличения добычи нефти в связи активным бурением добывающих вертикальных и горизонтальных скважин, зарезки бокового ствола, а также ряд ГТМ, таких как изоляция воды, переводы с других объектов.

На 01.01.2025 г. из объекта отобрано 1787,9 тыс.т нефти, 10927,0 тыс.т жидкости. Отобрано от утвержденных извлекаемых запасов – 75,5%. Текущий КИН достиг 0,175 д.ед. Темпы отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составили соответственно 3,2% и 13,2%. Среднесуточный дебит составил 2,0 т/сут по нефти, 19,7 т/сут по жидкости при действующем фонде 109 ед.

За 2022 год фактическая добыча нефти на уровне проекта, дебит нефти отстает от проекта на 15% так как фонд скважин отстает связи с выбытием 3-х скважин. Добыча жидкости незначительно превышает проектный показатель.

За 2023 г. фактическая добыча нефти отстает от проекта на 4%, по причине отставание дебита нефти от проекта на 16 %, а также фонд скважин отстает на 5 ед.

За 2024 г. фактическая добыча нефти отстает от проекта на 9%, по причине отставание дебита нефти от проекта на 21 %, а также фонд скважин отстает на 3 ед. Добыча жидкости превышает проектный показатель, в связи с большой фактической обводненностью.

Закачка попутно-пластовой воды на сеноманский горизонт начата с 2008 г. скважиной 61. В период с 2008 по 2013 г. наблюдается увеличение объема закачки воды с 39,8 до 276,8 тыс.м³ и фонда нагнетательных скважин с 1 до 5 ед., среднесуточная приемистость одной скважины выросла с 158,1 до 189,8 м³/сут.

Максимальный объем закачиваемой воды отмечается в 2015 году 351,5 тыс.м³, далее резкое снижение закачки до 268,5 тыс.м³ в 2016 г. объясняется с простоями скважин. Так на дату анализа среднесуточная приемистость одной скважины составила 349,5 м³/сут при действующем фонде нагнетательных скважин 4 ед. Закачено воды с начала разработки 4977,9 тыс.м³. Текущая компенсация отбора жидкости закачкой воды составила на дату анализа 73,3 %, накопленная – 49,3 %.

I сп объект – сеноманский горизонт северного поля находится в разработке также с 2013 г. и разрабатывается на естественном режиме истощения пластовой энергии.

На рисунке 3.2.5 показана динамика основных технологических показателей разработки I сп объекта. Наибольшей интенсивности отбор нефти и жидкости достиг в 2017 г. Максимальный годовой отбор нефти составил 18,3 тыс.т, далее несмотря на стабилизацию фонда добывающих скважин наблюдается уменьшение добычи нефти.

Добыча нефти по данному объекту за 2024 г. составила 5,6 тыс.т, добыча жидкости 69,6 тыс.т, среднесуточный дебит нефти составлял 2,5 т/сут, жидкости – 31,7 т/сут, при средней обводнённости 92 %. Накопленная добыча нефти – 108,6 тыс.т, жидкости 604,3 тыс.т. Текущий КИН составил 0,066 д.ед., отбор от извлекаемых запасов - 75,4 %.

При сравнении показателей за рассматриваемый период, было выявлено, что за 2022 и 2023 фактическая добыча нефти по данному объекту меньше проектного показателя на 7 % и на 13% в 2024 г. Основной причиной этого является постепенное снижение дебитов нефти по годам, фонд добывающих скважин соответствует проекту. Добыча жидкости превышает проектный показатель, в связи с большой фактической обводненностью.

II объект – нижнеальбский горизонт находится в промышленной эксплуатации с 1972 г., система ППД введена в 2011 г.

На рисунке 3.2.6 показана динамика основных технологических показателей разработки II объекта, до 1988 года объект разрабатывался небольшим фондом скважин (до 4 ед.). Резкое увеличение добычи нефти до 21,4 тыс.т (1988 г.) объясняется вводом новых скважин и фонд скважин увеличился до 9 ед. Начиная с 1989 года добыча нефти снижается до 11,3 тыс.т. в 1996 г., что связано с естественным ростом обводненности в этот период с 51 до 85,6%. Далее добыча нефти находится на одном уровне. В период с 2003 по 2013 гг. наблюдается рост добычи нефти с 15,4 до 36,4 тыс.т и рост добычи жидкости с 95,9 до 234,1 тыс.т, что связано с работами по изоляции водопритока ЦПД, вводом находящихся в бездействии скважин данного объекта и переводом добывающих скважин из других объектов в этот период. Увеличение эксплуатационного фонда

скважин составило с 10 до 20 ед., при этом среднесуточный дебит колебался от 5,1 до 6,2 т/сут.

Начиная с 2015 г. перевод нескольких скважин с других объектов с целью поддержания уровня добычи нефти не дали эффекта и наблюдался падение добычи нефти.

Добыча нефти за 2024 г. составила 10,2 тыс.т, добыча жидкости – 193,1 тыс.т, при средней обводненности 94,7 %. Средний дебит нефти составил 1,6 т/сут, жидкости 29,6 т/сут. Фонд действующих добывающих скважин составил 21 ед. Накопленная добыча нефти на дату анализа составила 883,8 тыс.т, жидкости 5662,5 тыс.т. Текущий коэффициент извлечения нефти равен 0,262 д.ед., отбор от извлекаемых запасов 83,8 %. Накопленная закачка воды на дату анализа составляла 1869 тыс.м³.

При сравнении показателей за рассматриваемый период, было выявлено, что фактическая добыча нефти по данному объекту меньше проектного показателя. Причиной этого является снижение коэффициента эксплуатации добывающих скважин по годам, отставание фонда добывающих скважин. Добыча жидкости превышает проектный показатель, в связи с большой фактической обводненностью.

Технологические показатели разработки **II объекта Грабена (залежи K_{1al3}-А, K_{1al3}-Б верхнеальбского горизонта Грабена)** за анализируемый период приведены на рисунке 3.2.7. Данный объект эксплуатируется одной скважиной R-9Н, на естественном режиме истощения пластовой энергии.

В 2024 г. было добыто 1,1 тыс.т нефти со среднесуточным дебитом нефти – 2,9 т/сут. Это связано с переводом скважины R-8 в наблюдательный фонд. Скважина R-9Н работала без простоев, коэффициент эксплуатации равен 1,00 д.ед.

За весь период разработки объекта было добыто 17,8 тыс.т нефти, 73,4 тыс.т жидкости. Текущий КИН составил 0,062, отбор от извлекаемых запасов составил 54 %.

За период 2022 по 2024 г. фактическая добыча нефти и жидкости меньше проектного значения. Причиной этого является, отставание фонда добывающих скважин на 1 ед., скважина R-8 находится в наблюдательном фонде. Выработка извлекаемых запасов к концу 2024 г. составит 54 %, против проекта 66,6 %.

II вк объект (верхнеальбский горизонт восточного крыла) эксплуатируется скважиной 3А. Объект разрабатывается в условиях естественного активного водонапорного режима. Динамика основных показателей разработки по II вк объекту с начала эксплуатации представлена на рисунке 3.2.8.

Как видно из таблицы 3.2.9, темп годовой добычи нефти и жидкости держится на одном уровне. За 2022 г. фактическая добыча нефти и жидкости на уровне проектного 0,2 тыс.т нефти и 0,9 тыс.т жидкости. Темп отбора от НИЗ – 2,9 %, текущий коэффициент

нефтеизвлечения 0,024 д.ед., среднесуточный дебит нефти и жидкости 0,6 и 2,6 т/сут соответственно.

За 2023 г. фактическая добыча нефти и жидкости значительно отстает от проекта так как скважина работала 5 месяцев. Среднесуточный дебит 1 скважины по нефти – 0,4 т/сут, по жидкости 2,5 т/сут. Отбор от извлекаемых запасов составил 79,8%. Накопленная добыча нефти составила 5,6 тыс.т.

По состоянию на 01.01.2025 г., объект не разрабатывается, в связи с выводом скважины 3А из добывающего фонда в консервацию по геолого-техническим причинам.

III объект – аптский горизонт южного поля находится в эксплуатации с 1964 г.

Данный объект разрабатывается с системой поддержания пластового давления и является основным объектом разработки. Эксплуатационный фонд добывающих скважин на дату отчета составляет 29 скважин. В нагнетательном фонде числится 7 скважин.

На рисунке 3.2.9 представлена динамика основных технологических показателей разработки данного объекта. Добыча безводной нефти на аптском горизонте осуществлялась до 1973 г., после чего обводненность постепенно увеличивалась и в 1995 г. достигла 80 %, а в период с 1995 г. по 2012 г. была на уровне 80-85 %, благодаря успешности геолого-технических мероприятий по изоляции водопритокков. Максимальный годовой отбор уровня нефти по III объекту был достигнут в 1987 г. в объеме 196,3 тыс.т.

На дату анализа из объекта отобрано 6025,6 тыс.т нефти 25606,3 тыс.т жидкости. Отобрано от утвержденных извлекаемых запасов – 95,1 %. Обводненность составила 93,7 %. Текущий КИН достиг 0,459 д.ед. Темпы отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составили соответственно 0,3% и 6,8%. Средний дебит нефти за 2024 г. составил 2,3 т/сут, жидкости – 36 т/сут.

На 01.01.2025 г. было закачано 507,0 тыс.м³ воды, накопленная закачка составила 23550,1 тыс.м³. Текущая компенсация отбора жидкости закачкой воды на дату анализа составляла 166,2 %.

За 2022 г. фактическая добыча нефти отстаёт от проектного на 9%, что связано с меньшим фондом добывающих скважин и отставанием дебита нефти на 3%. Добыча жидкости отстает от проектного показателя и закачка воды незначительно выше проектного значения, так как запроектированная приемистость одной скважины больше фактической. Фонд нагнетательных скважин превышает проект на 3 ед.

В 2022 году осуществлено выбытие двух добывающих скважин №90, 115, одна скважина (скв. №90) переведена в нагнетательный фонд и одна скважина (скв. №115) на I объект, из-за обводненности.

За 2023 г. фактическая добыча нефти отстает от проектного на 13%, что связано с меньшим фондом добывающих скважин и отставанием дебита нефти на 7%. Добыча жидкости отстает от проектного показателя и закачка воды незначительно выше проектного значения, так как запроектированная приемистость одной скважины больше фактической. Фонд нагнетательных скважин превышает проект на 2 ед.

За 2024 г. меньше проекта на 25%. Отставание фактической добычи нефти связано с меньшим дебитом нефти.

Закачка воды выше проектного значения, так как запроектированная приемистость одной скважины больше фактической. Фонд нагнетательных скважин превышает проект на 2 ед.

III сп объект – аптский горизонт северного поля находится в эксплуатации с 1974 г. Данный объект разрабатывается на естественном режиме.

Эксплуатационный добывающий фонд на дату отчета составляет 5 скважины, все действующие. С начала разработки по объекту добыто 126,9 тыс.т нефти, 844,1 тыс.т жидкости. На дату анализа среднесуточный дебит по нефти составил 2,5 т/сут, по жидкости – 60 т/сут.

Отобрано от утвержденных извлекаемых запасов – 86,9%. Обводненность составила 95,9%. Текущий КИН достиг 0,165 д.ед. Темпы отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составили 1,2% и 9,5%, соответственно.

За 2022 г. фактическая добыча нефти превышает проектный на 7% в связи с большим дебитом нефти 3,9 т/сут против 1,6 т/сут. Добыча жидкости превышает проектный показатель, в связи с большой фактической обводненностью.

За 2023 и 2024 гг. фактическая добыча нефти меньше проекта на 25% в связи отставанием коэффициента эксплуатации добывающих скважин. Добыча жидкости превышает проектный показатель, в связи с большой фактической обводненностью.

ВЫВОДЫ: В последние 2022-2024 гг. на месторождении не было предусмотрено бурение новых скважин. Наблюдается незначительное несоответствие годовых уровней отборов нефти в целом по месторождению, расхождения между фактическими и проектными показателями в пределах допустимой величины (менее 10 %). На 20% снижение фактических среднегодовых дебитов по нефти и по жидкости на 11,6%. Проектные уровни закачки воды практически соблюдаются и фонд нагнетательных скважин больше проекта. Также наблюдаются соответствия фактических накопленных отборов нефти и жидкости проектным объемам.

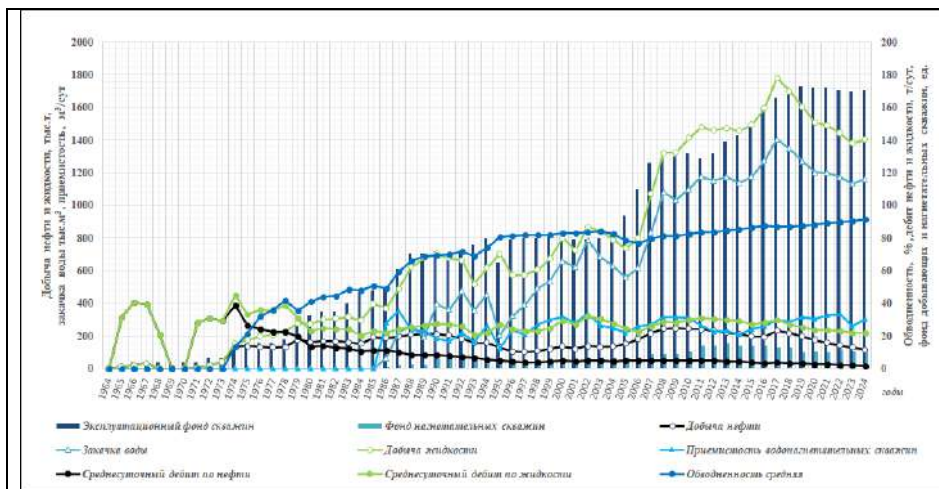


Рисунок 3.2.3 – Месторождения Кара-Арна. Динамика основных технологических показателей с начала разработки

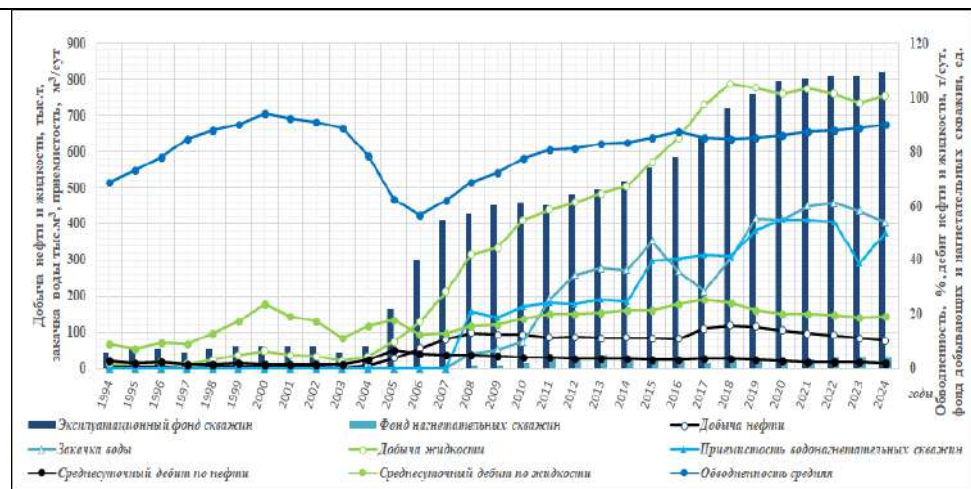


Рисунок 3.2.4 – Месторождения Кара-Арна. Динамика основных технологических показателей I объекта разработки

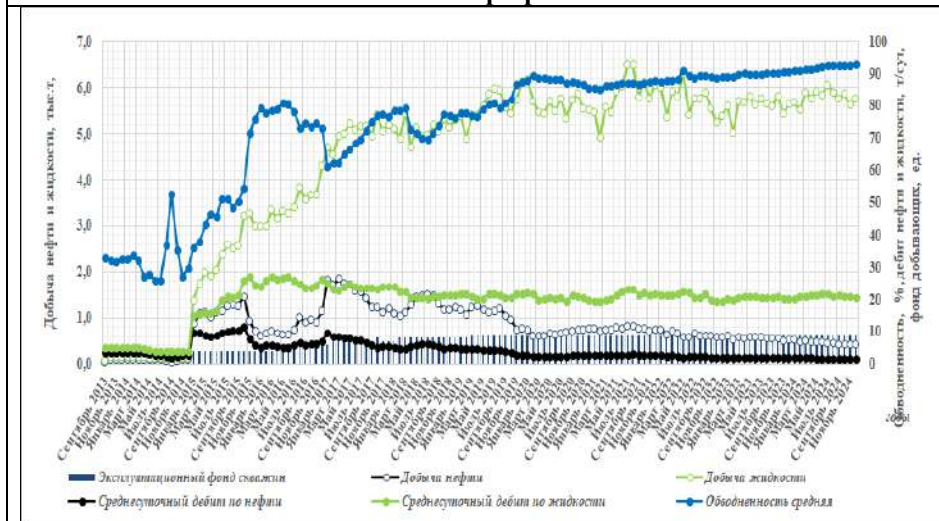


Рисунок 3.2.5 – Месторождения Кара-Арна. Динамика основных технологических показателей I сп объекта разработки

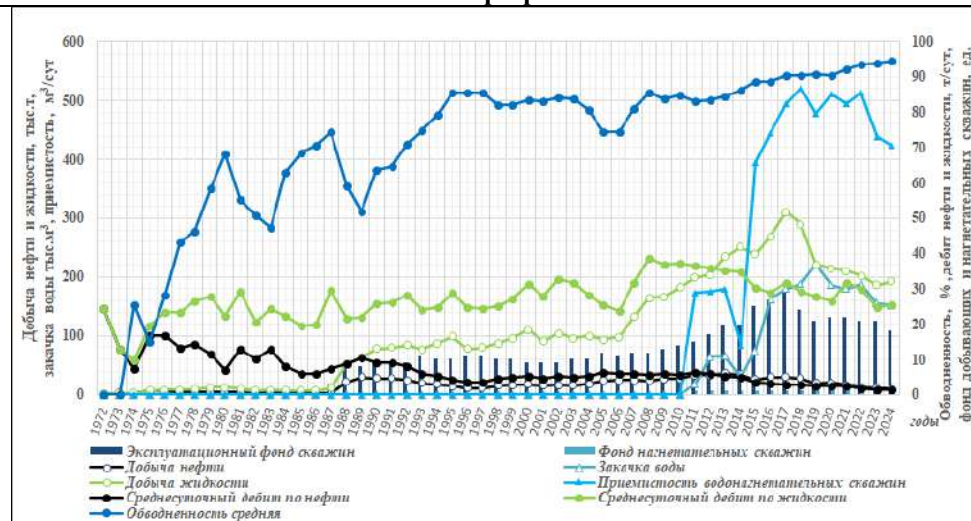


Рисунок 3.2.6 – Месторождения Кара-Арна. Динамика основных технологических показателей II объекта разработки

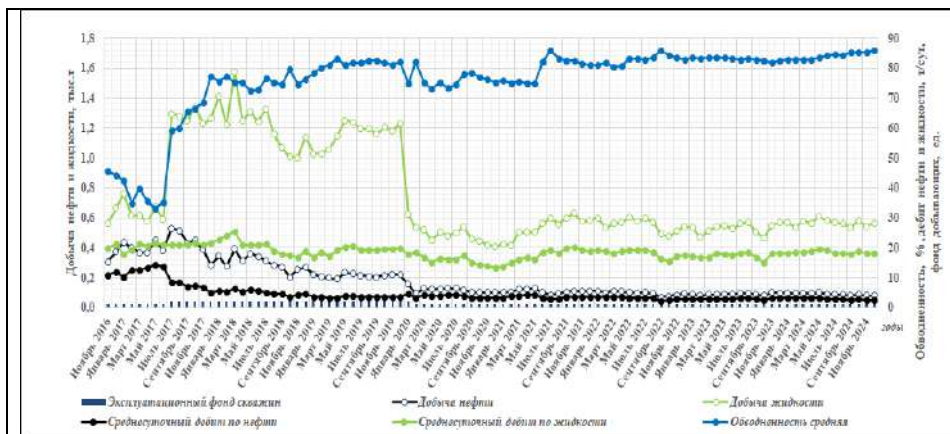


Рисунок 3.2.7 – Месторождения Кара-Арна. Динамика основных технологических показателей II Грабен объекта разработки

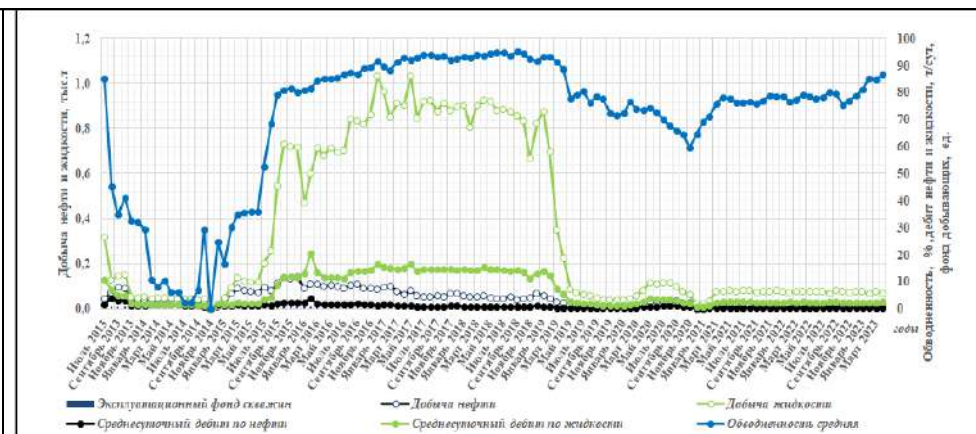


Рисунок 3.2.8 – Месторождения Кара-Арна. Динамика основных технологических показателей с II вк объекта разработки

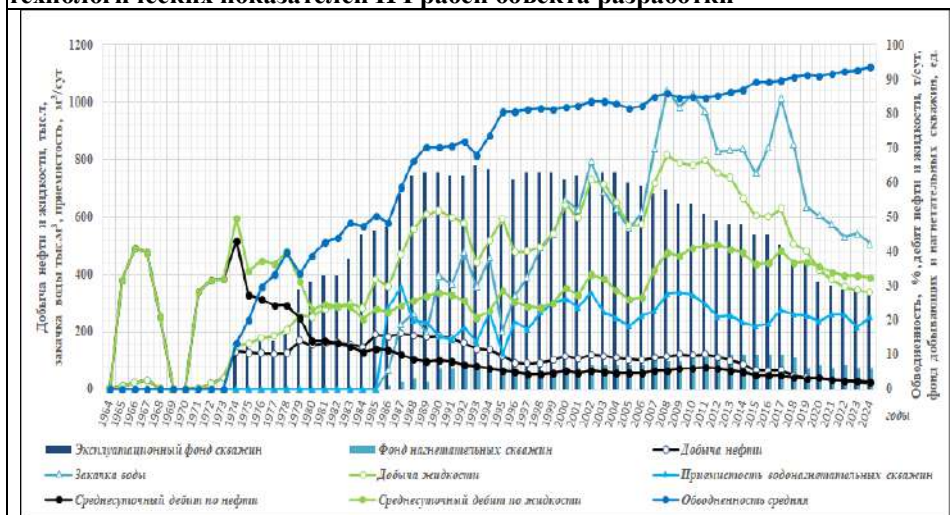


Рисунок 3.2.9 – Месторождения Кара-Арна. Динамика основных технологических показателей III объекта разработки

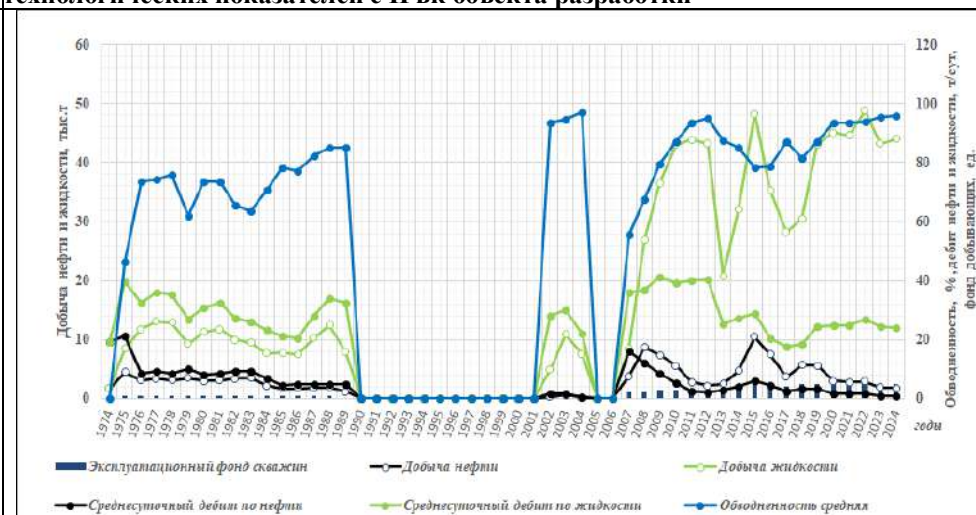


Рисунок 3.2.10 – Месторождения Кара-Арна. Динамика основных технологических показателей III сп объекта разработки

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

Таблица 3.2.4 – Месторождение Кара-Арна. Сравнение проектных и фактических показателей разработки

№№ п/п	Показатели	2022		2023		2024	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, всего тыс.т/год	143,6	143,5	135,4	130,3	127,5	116,3
2	в т.ч.: из переходящих скважин	143,6	143,5	135,4	130,3	127,5	116,3
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	мехспособом	143,6	143,5	135,4	130,3	127,5	116,3
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	8709,6	8709,5	8845,0	8839,8	8972,4	8956,1
6	Добыча жидкости, тыс.т	1435,6	1444,1	1398,1	1383,6	1360,7	1405,7
7	в т.ч.: из переходящих скважин	1435,6	1444,1	1398,1	1383,6	1360,7	1405,7
8	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	40959,6	40969,1	42357,7	42352,7	43718,4	43758,5
10	Обводненность среднегодовая (по весу), %	90,0	90,1	90,3	90,6	90,3	91,7
11	в т.ч.: переходящих скважин	90,0	90,1	90,3	90,6	90,3	91,7
12	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2
14	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	9,4	10,4	9,8	10,4	10,2	10,3
15	Закачка воды, тыс.м ³	1183,0	1176,1	1199,6	1133,0	1368,8	1164,4
16	Накопленная закачка воды, тыс.м ³	28106,4	28099,6	29306,0	29232,6	30674,7	30397,0
17	Компенсация отборов текущая, %	89,0	89,4	93,0	89,9	109,0	91,2
18	Компенсация отборов накопленная, %	73,6	73,6	74,3	74,1	75,4	74,6
19	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Ввод добывающих скважин в эксплуатацию, шт.	2	0	0	0	0	1
21	в т.ч.: из бурения	0	0	0	0	0	0
22	из другого объекта	0	0	0	0	0	0
23	из другого фонда	2	0	0	0	0	1
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	3	0	2	1	0
25	в т.ч.: под закачку	0	2	0	0	1	0
26	на другой объект	0	2	0	0	0	0
27	на другой фонд	0	1	0	2	0	0
28	Фонд добывающих скважин, всего, шт.	175	172	175	170	174	171
29	в т.ч.: действующих	175	172	175	170	174	171
30	с помощью ОРЭ	3	3	3	3	3	3
31	бездействующих	0	0	0	0	0	0
32	Ввод водонагнетательных скважин под закачку, шт.	0	2	0	0	1	0
33	в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0	0
34	переводом из добывающего фонда	0	2	0	0	1	0
35	из другого объекта	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие водонагнетательных скважин, шт.	1	2	0	3	0	0
37	в т.ч. на другой фонд	1	2	0	3	0	0
38	на другой объект	0	0	0	0	0	0
39	Фонд водонагнетательных скважин на конец года, шт.	9	15	9	12	10	12
40	в т.ч.: действующих	9	12	9	11	10	9
41	бездействующих	0	3	0	1	0	3
42	Среднегодовой дебит по нефти, т/сут	2,7	2,3	2,5	2,1	2,4	1,9
43	Среднегодовой дебит по жидкости, т/сут	27,0	23,2	26,3	22,5	25,7	22,7
44	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	Среднегодовой дебит новых скв. по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Средняя прием. водонагнетательных скв., м ³ /сут	400,1	332,7	405,7	259,0	416,7	304,3
47	Коэффициент использования добывающих скв., д.ед.	0,90	1,00	0,90	1,00	0,90	1,00
48	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед.	0,90	0,99	0,90	0,99	0,90	0,99
49	Коэф. использования водонагнетательных скв., д.ед.	0,90	0,80	0,90	0,92	0,90	0,75
50	Коэф. эксплуатации водонагнетательных скв., д.ед.	0,90	0,81	0,90	1,00	0,90	0,87
51	Текущий КИН, д.ед.	0,294	0,294	0,298	0,298	0,303	0,302
52	Выработка запасов нефти, %	86,3	86,3	87,7	87,6	88,9	88,8

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

Таблица 3.2.5 – Месторождение Кара-Арна. Сравнение проектных и фактических показателей I объекта разработки

№№ п/п	Показатели	2022		2023		2024	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, всего тыс.т/год	85,7	91,6	80,5	83,8	75,7	76,6
2	в т.ч.: из переходящих скважин	85,7	91,6	80,5	83,8	75,7	76,6
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	мехспособом	85,7	91,6	80,5	83,8	75,7	76,6
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	1620,9	1627,6	1701,4	1711,4	1777,1	1787,9
6	Добыча жидкости, тыс.т	748,2	760,1	732,6	734,3	717,0	754,9
7	в т.ч.: из переходящих скважин	748,2	760,1	732,6	734,3	717,0	754,9
8	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	9801,3	9437,7	10533,9	10172,1	11250,9	10927,0
10	Обводненность среднегодовая (по весу), %	88,5	87,9	89,0	88,6	89,0	89,9
11	в т.ч.: переходящих скважин	88,5	87,9	89,0	88,6	89,0	89,9
12	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Гемп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	3,6	3,9	3,4	3,5	3,2	3,2
14	Гемп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	10,2	12,4	10,7	12,7	11,2	13,2
15	Закачка воды, тыс.м ³	475,8	457,1	519,8	434,9	719,8	504,6
16	Накопленная закачка воды, тыс.м ³	4057,0	4038,3	4577,0	4473,2	5296,5	4977,9
17	Компенсация отборов текущая, %	78,0	65,7	86,0	64,8	100,0	73,3
18	Компенсация отборов накопленная, %	44,8	46,3	47,1	47,6	51,0	49,3
19	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Ввод добывающих скважин в эксплуатацию, шт.	0	0	1	0	2	1
21	в т.ч.: из бурения	0	0	0	0	0	0
22	из другого объекта	0	0	1	0	2	0
23	из другого фонда	0	0	0	0	0	1
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	2	0	1	1	0
25	в т.ч.: под закачку	0	1	0	0	1	0
26	на другой объект	0	0	0	0	0	0
27	на другой фонд	0	1	0	1	0	0
28	Фонд добывающих скважин, всего, шт.	109	109	111	108	113	109
29	в т.ч.: действующих	109	109	111	108	113	109
30	с помощью ОРЭ	0	0	0	0	0	0
31	бездействующих	0	0	0	0	0	0
32	Ввод водонагнетательных скважин под закачку, шт.	0	1	0	0	1	0
33	в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0	0
34	переводом из добывающего фонда	0	1	0	0	1	0
35	из другого объекта	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие водонагнетательных скважин, шт.	0	2	0	1	0	0
37	в т.ч. на другой фонд	0	2	0	1	0	0
38	на другой объект	0	0	0	0	0	0
39	Фонд водонагнетательных скважин на конец года, шт.	3	5	3	4	4	4
40	в т.ч.: действующих	3	4	3	4	4	4
41	бездействующих	0	1	0	0	0	0
42	Среднегодовой дебит по нефти, т/сут	2,4	2,4	2,2	2,2	2,0	2,0
43	Среднегодовой дебит по жидкости, т/сут	20,9	20,1	20,1	19,3	19,3	19,7
44	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	Среднегодовой дебит новых скв. по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Средняя прием. водонагнетательных скв., м ³ /сут	482,8	406,3	527,5	290,9	547,8	349,5
47	Коэффициент использования добывающих скв., д.ед.	0,90	1,00	0,90	1,00	0,90	1,00
48	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед.	0,90	0,95	0,90	0,97	0,90	0,96
49	Коэф. использования водонагнетательных скв., д.ед.	0,90	0,80	0,90	1,00	0,90	1,00
50	Коэф. эксплуатации водонагнетательных скв., д.ед.	0,90	0,77	0,90	0,99	0,90	0,99
51	Текущий КИН, д.ед.	0,159	0,159	0,166	0,167	0,174	0,175
52	Выработка запасов нефти, %	68,3	68,7	71,7	72,2	74,8	75,5

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

Таблица 3.2.6 – Месторождение Кара-Арна. Сравнение проектных и фактических показателей I сп объекта разработки

№№ п/п	Показатели	2022		2023		2024	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, всего тыс.т/год	8,2	7,6	7,3	6,8	6,4	5,6
2	в т.ч.: из переходящих скважин	8,2	7,6	7,3	6,8	6,4	5,6
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	мехспособом	8,2	7,6	7,3	6,8	6,4	5,6
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	101,5	96,2	108,8	103,0	115,2	108,6
6	Добыча жидкости, тыс.т	65,5	68,4	64,3	67,3	63,1	69,6
7	в т.ч.: из переходящих скважин	65,5	68,4	64,3	67,3	63,1	69,6
8	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	497,1	467,4	561,4	534,7	624,5	604,3
10	Обводненность среднегодовая (по весу), %	87,4	88,8	88,6	89,9	88,6	92,0
11	в т.ч.: переходящих скважин	87,4	88,8	88,6	89,9	88,6	92,0
12	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Гемп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	5,7	5,3	5,1	4,7	4,4	3,9
14	Гемп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	16,0	16,0	17,0	16,5	17,9	15,7
15	Закачка воды, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Накопленная закачка воды, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Компенсация отборов текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Компенсация отборов накопленная, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Ввод добывающих скважин в эксплуатацию, шт.	0	0	0	0	0	0
21	в т.ч.: из бурения	0	0	0	0	0	0
22	из другого объекта	0	0	0	0	0	0
23	из другого фонда	0	0	0	0	0	0
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
25	в т.ч.: под закачку	0	0	0	0	0	0
26	на другой объект	0	0	0	0	0	0
27	на другой фонд	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин, всего, шт.	9	9	9	9	9	9
29	в т.ч.: действующих	9	9	9	9	9	9
30	с помощью ОРЭ	0	0	0	0	0	0
31	бездействующих	0	0	0	0	0	0
32	Ввод водонагнетательных скважин под закачку, шт.	0	0	0	0	0	0
33	в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0	0
34	переводом из добывающего фонда	0	0	0	0	0	0
35	из другого объекта	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие водонагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
37	в т.ч. на другой фонд	0	0	0	0	0	0
38	на другой объект	0	0	0	0	0	0
39	Фонд водонагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0
40	в т.ч.: действующих	0	0	0	0	0	0
41	бездействующих	0	0	0	0	0	0
42	Среднегодовой дебит по нефти, т/сут	2,8	2,3	2,5	2,1	2,2	1,7
43	Среднегодовой дебит по жидкости, т/сут	22,1	31,6	21,7	30,8	21,3	31,7
44	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	Среднегодовой дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м ³ /сут	0,0	0	0,0	0	0,0	0
47	Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	0,90	1,00	0,90	1,00	0,90	1,00
48	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,90	0,99	0,90	1,00	0,90	0,99
49	Текущий КИН, д.ед.	0,062	0,059	0,066	0,063	0,07	0,066
50	Выработка запасов нефти, %	70,2	66,8	75,3	71,5	79,7	75,4

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

Таблица 3.2.7 – Месторождение Кара-Арна. Сравнение проектных и фактических показателей II объекта разработки

№№ п/п	Показатели	2022		2023		2024	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, всего тыс.т/год	14,4	12,9	13,5	11,5	12,6	10,2
2	в т.ч.: из переходящих скважин	14,4	12,9	13,5	11,5	12,6	10,2
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	мехспособом	14,4	12,9	13,5	11,5	12,6	10,2
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	872	862,0	885,5	873,5	898	883,8
6	Добыча жидкости, тыс.т	197,2	202,5	185,8	186,3	174,4	193,1
7	в т.ч.: из переходящих скважин	197,2	202,5	185,8	186,3	174,4	193,1
8	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	5277,9	5283,1	5463,7	5469,3	5638,1	5662,5
10	Обводненность среднегодовая (по весу), %	92,7	93,6	92,8	93,8	92,8	94,7
11	в т.ч.: переходящих скважин	92,7	93,6	92,8	93,8	92,8	94,7
12	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,3	1,2	2,1	1,1	2,0	1,0
14	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	7,2	6,7	7,3	6,4	7,4	6,0
15	Закачка воды, тыс.м ³	179,7	187,5	186,3	155,4	174,9	152,8
16	Накопленная закачка воды, тыс.м ³	1551,0	1560,9	1737,2	1716,3	1912,1	1869,0
17	Компенсация отборов текущая, %	91,0	102,3	100,0	92,2	100,0	87,6
18	Компенсация отборов накопленная, %	31,8	32	34,4	34	36,8	35,8
19	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Ввод добывающих скважин в эксплуатацию, шт.	0	0	1	0	0	0
21	в т.ч.: из бурения	0	0	0	0	0	0
22	из другого объекта	0	0	0	0	0	0
23	из другого фонда	0	0	1	0	0	0
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	1	0	0	1	0
25	в т.ч.: под закачку	0	0	0	0	0	0
26	на другой объект	0	1	0	0	1	0
27	на другой фонд	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин, всего, шт.	22	21	23	21	22	21
29	в т.ч.: действующих	22	21	23	21	22	21
30	с помощью ОРЭ	3	3	3	3	3	3
31	бездействующих	0	0	0	0	0	0
32	Ввод водонагнетательных скважин под закачку, шт.	0	0	0	0	0	0
33	в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0	0
34	переводом из добывающего фонда	0	0	0	0	0	0
35	из другого объекта	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие водонагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
37	в т.ч. на другой фонд	0	0	0	0	0	0
38	на другой объект	0	0	0	0	0	0
39	Фонд водонагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1
40	в т.ч.: действующих	1	1	1	1	1	1
41	бездействующих	0	0	0	0	0	0
42	Среднегодовой дебит по нефти, т/сут	2,0	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6
43	Среднегодовой дебит по жидкости, т/сут	27,3	30,1	24,6	28,9	24,1	29,6
44	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	Среднегодовой дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м ³ /сут	676,7	513,7	701,8	437,7	658,7	424,3
47	Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	0,90	1,00	0,90	1,00	0,90	1,00
48	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,90	0,88	0,90	0,84	0,90	0,85
49	Коэффициент использования водонагнетательных скважин, д.ед.	0,90	1,00	0,90	1,00	0,90	1,00
50	Коэффициент эксплуатации водонагнетательных скважин, д.ед.	0,90	1,00	0,90	0,97	0,90	0,98
51	Текущий КИН, д.ед.	0,258	0,255	0,262	0,259	0,266	0,262
52	Выработка запасов нефти, %	82,6	81,7	83,8	82,8	85,0	83,8

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

Таблица 3.2.8 – Месторождение Кара-Арна. Сравнение проектных и фактических показателей II грабен объекта разработки

№№ п/п	Показатели	2022		2023		2024	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, всего тыс.т/год	2,7	1,1	2,4	1,1	2,2	1,1
2	в т.ч.: из переходящих скважин	2,7	1,1	2,4	1,1	2,2	1,1
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	мехспособом	2,7	1,1	2,4	1,1	2,2	1,1
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	17,1	15,7	19,6	16,8	21,8	17,8
6	Добыча жидкости, тыс.т	11,6	6,6	11,6	6,4	11,6	6,8
7	в т.ч.: из переходящих скважин	11,6	6,6	11,6	6,4	11,6	6,8
8	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	65	60,3	76,7	66,7	88,3	73,4
10	Обводненность среднегодовая (по весу), %	77,2	82,8	79,0	83,1	79,0	84,2
11	в т.ч.: переходящих скважин	77,2	82,8	79,0	83,1	79,0	84,2
12	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Гемп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	5,5	3,5	5,1	3,3	4,7	3,2
14	Гемп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	14,5	6,6	15,6	6,6	16,9	7,0
15	Закачка воды, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Накопленная закачка воды, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Компенсация отборов текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Компенсация отборов накопленная, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Ввод добывающих скважин в эксплуатацию, шт.	0	0	0	0	0	0
21	в т.ч.: из бурения	0	0	0	0	0	0
22	из другого объекта	0	0	0	0	0	0
23	из другого фонда	0	0	0	0	0	0
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
25	в т.ч.: под закачку	0	0	0	0	0	0
26	на другой объект	0	0	0	0	0	0
27	на другой фонд	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин, всего, шт.	2	1	2	1	2	1
29	в т.ч.: действующих	2	1	2	1	2	1
30	с помощью ОРЭ	0	0	0	0	0	0
31	бездействующих	0	0	0	0	0	0
32	Ввод водонагнетательных скважин под закачку, шт.	0	0	0	0	0	0
33	в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0	0
34	переводом из добывающего фонда	0	0	0	0	0	0
35	из другого объекта	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие водонагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
37	в т.ч. на другой фонд	0	0	0	0	0	0
38	на другой объект	0	0	0	0	0	0
39	Фонд водонагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0
40	в т.ч.: действующих	0	0	0	0	0	0
41	бездействующих	0	0	0	0	0	0
42	Среднегодовой дебит по нефти, т/сут	4,0	3,1	3,7	2,9	3,4	2,9
43	Среднегодовой дебит по жидкости, т/сут	17,7	18,1	17,7	17,4	17,7	18,5
44	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	Среднегодовой дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	0,90	1,00	0,90	1,00	0,90	1,00
47	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,90	1	0,90	1	0,90	1
48	Текущий КИН, д.ед.	0,06	0,055	0,068	0,059	0,076	0,062
49	Выработка запасов нефти, %	52,3	47,5	59,7	50,8	66,6	54,0

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

**Таблица 3.2.9 – Месторождение Кара-Арна. Сравнение проектных и фактических показателей II кв
объекта разработки**

№№ п/п	Показатели	2022		2023		2024	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, всего тыс.т/год	0,2	0,2	0,2	0,05	0,2	0,00
2	в т.ч.: из переходящих скважин	0,2	0,2	0,2	0,0	0,2	0,0
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	мехспособом	0,2	0,2	0,2	0,0	0,2	0,0
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	5,5	5,5	5,7	5,6	5,9	5,6
6	Добыча жидкости, тыс.т	1,0	0,9	1,3	0,3	1,6	0,0
7	в т.ч.: из переходящих скважин	1,0	0,9	1,3	0,3	1,6	0,0
8	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	40,8	39,9	42,1	40,2	43,8	40,2
10	Обводненность среднегодовая (по весу), %	80,9	78,2	85,1	84,4	85,1	0,0
11	в т.ч.: переходящих скважин	80,9	78,2	85,1	84,4	85,1	0,0
12	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,7	2,9	0,7	0,6	0,7	0,0
14	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	11,2	13,8	12,7	3,2	14,5	0,0
15	Закачка воды, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Накопленная закачка воды, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Компенсация отборов текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Компенсация отборов накопленная, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Ввод добывающих скважин в эксплуатацию, шт.	0	0	0	0	0	0
21	в т.ч.: из бурения	0	0	0	0	0	0
22	из другого объекта	0	0	0	0	0	0
23	из другого фонда	0	0	0	0	0	0
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	1	0	0
25	в т.ч.: под закачку	0	0	0	0	0	0
26	на другой объект	0	0	0	0	0	0
27	на другой фонд	0	0	0	1	0	0
28	Фонд добывающих скважин, всего, шт.	1	1	1	1	1	0
29	в т.ч.: действующих	1	1	1	1	1	0
30	Среднегодовой дебит по нефти, т/сут	0,6	0,6	0,6	0,4	0,6	0,0
31	Среднегодовой дебит по жидкости, т/сут	3,2	2,6	4,1	2,5	5,0	0,0
32	Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	0,90	1,00	0,90	1,00	0,90	0,00
33	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,90	0,99	0,90	0,77	0,90	0,00
34	Коэффициент использования водонагнетательных скважин, д.ед.	0,90	1,00	0,90	1,00	0,90	1,00
35	Коэффициент эксплуатации водонагнетательных скважин, д.ед.	0,90	0,11	0,90	0,09	0,90	0,11
36	Текущий КИН, д.ед.	0,024	0,024	0,025	0,024	0,026	0,024
37	Выработка запасов нефти, %	77,7	79,2	80,5	79,8	83,3	79,8

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

Таблица 3.2.10 – Месторождение Кара-Арна. Сравнение проектных и фактических показателей III объекта разработки

№№ п/п	Показатели	2022		2023		2024	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, всего тыс.т/год	29,9	27,1	29	25,1	28,0	21,1
2	в т.ч.: из переходящих скважин	29,9	27,1	29	25,1	28	21,1
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	мехспособом	29,9	27,1	29	25,1	28	21,1
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	5983,7	5979,3	6012,6	6004,4	6040,7	6025,6
6	Добыча жидкости, тыс.т	369,6	356,6	360,6	345,8	351,6	337,3
7	в т.ч.: из переходящих скважин	369,6	356,6	360,6	345,8	351,6	337,3
8	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	24534,2	24923,2	24894,7	25268,9	25246,3	25606,3
10	Обводненность среднегодовая (по весу), %	91,9	92,4	92,0	92,7	92,0	93,7
11	в т.ч.: переходящих скважин	91,9	92,4	92,0	92,7	92,0	93,7
12	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,7	0,4	0,6	0,4	0,6	0,3
14	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	7,8	7,6	8,1	7,6	8,6	6,8
15	Закачка воды, тыс.м ³	527,5	531,5	493,4	542,7	474,1	507,0
16	Накопленная закачка воды, тыс.м ³	22496,0	22500,4	22990,0	23043,1	23464,0	23550,1
17	Компенсация отборов текущая, %	142,0	164,3	136,0	173,2	134,0	166,2
18	Компенсация отборов накопленная, %	97,7	96,3	98,5	97,3	99,1	98,2
19	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Ввод добывающих скважин в эксплуатацию, шт.	1	0	0	0	0	0
21	в т.ч.: из бурения	0	0	0	0	0	0
22	из другого объекта	0	0	0	0	0	0
23	из другого фонда	0	0	0	0	0	0
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	2	1	0	2	0
25	в т.ч.: под закачку	0	1	0	0	1	0
26	на другой объект	0	1	1	0	1	0
27	на другой фонд	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин, всего, шт.	31	29	30	29	28	29
29	в т.ч.: действующих	31	29	30	29	28	29
30	с помощью ОРЭ	3	3	3	3	3	3
31	бездействующих	0	0	0	0	0	0
32	Ввод водонагнетательных скважин под закачку, шт.	0	1	0	0	1	0
33	в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0	0
34	переводом из добывающего фонда	0	1	0	0	1	0
35	из другого объекта	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие водонагнетательных скважин, шт.	1	0	0	1	0	0
37	в.т.ч. на другой фонд	1	0	0	1	0	0
38	на другой объект	0	0	0	0	0	0
39	Фонд водонагнетательных скважин на конец года, шт.	5	8	5	7	5	7
40	в т.ч.: действующих	5	7	5	6	5	4
41	бездействующих	0	1	0	1	0	3
42	Среднегодовой дебит по нефти, т/сут	2,9	2,8	2,9	2,7	3,0	2,3
43	Среднегодовой дебит по жидкости, т/сут	36,3	36,9	36,6	37,1	38,2	36,0
44	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	Среднегодовой дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м ³ /сут	321,2	259,9	300,4	215,0	288,6	250,6
47	Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	0,90	1,00	0,90	1,00	0,90	1,00
48	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,90	0,91	0,90	0,88	0,90	0,88
49	Коэффициент использования водонагнетательных скважин, д.ед.	0,90	0,88	0,90	0,86	0,90	0,57
50	Коэффициент эксплуатации водонагнетательных скважин, д.ед.	0,90	0,80	0,90	0,99	0,90	0,92
51	Текущий КИН, д.ед.	0,456	0,455	0,458	0,457	0,46	0,459
52	Выработка запасов нефти, %	94,4	94,4	94,8	94,8	95,3	95,1

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

Таблица 3.2.11 – Месторождение Кара-Арна. Сравнение проектных и фактических показателей Шсп объекта разработки

№№ п/п	Показатели	2022		2023		2024	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, всего тыс.т/год	2,6	2,8	2,5	1,9	2,4	1,8
2	в т.ч.: из переходящих скважин	2,6	2,8	2,5	1,9	2,4	1,8
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	мехспособом	2,6	2,8	2,5	1,9	2,4	1,8
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	122,9	123,1	125,4	125,1	127,7	126,9
6	Добыча жидкости, тыс.т	42,4	48,8	41,9	43,2	41,4	44,0
7	в т.ч.: из переходящих скважин	42,4	48,8	41,9	43,2	41,4	44,0
8	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	750,4	756,8	792,3	800,1	833,7	844,1
10	Обводненность среднегодовая (по весу), %	2,6	94,2	2,5	95,5	2,5	95,9
11	в т.ч.: переходящих скважин	2,6	94,2	2,5	95,5	2,5	95,9
12	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Гемп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,8	2,0	1,7	1,3	1,6	1,2
14	Гемп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	10,0	12,5	10,6	9,3	11,4	9,5
15	Закачка воды, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Накопленная закачка воды, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Компенсация отборов текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Компенсация отборов накопленная, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Ввод добывающих скважин в эксплуатацию, шт.	0	0	0	0	0	0
21	в т.ч.: из бурения	0	0	0	0	0	0
22	из другого объекта	0	0	0	0	0	0
23	из другого фонда	0	0	0	0	0	0
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
25	в т.ч.: под закачку	0	0	0	0	0	0
26	на другой объект	0	0	0	0	0	0
27	на другой фонд	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин, всего, шт.	5	5	5	5	5	5
29	в т.ч.: действующих	5	5	5	5	5	5
30	с помощью ОРЭ	0	0	0	0	0	0
31	бездействующих	0	0	0	0	0	0
32	Ввод водонагнетательных скважин под закачку, шт.	0	0	0	0	0	0
33	в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0	0
34	переводом из добывающего фонда	0	0	0	0	0	0
35	из другого объекта	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие водонагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
37	в т.ч. на другой фонд	0	0	0	0	0	0
38	на другой объект	0	0	0	0	0	0
39	Фонд водонагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0
40	в т.ч.: действующих	0	0	0	0	0	0
41	бездействующих	0	0	0	0	0	0
42	Среднегодовой дебит по нефти, т/сут	1,6	3,9	1,5	2,8	1,4	2,5
43	Среднегодовой дебит по жидкости, т/сут	25,8	67,5	25,5	62,7	25,2	60,1
44	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	Среднегодовой дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	0,90	1,00	0,90	1,00	0,90	1,00
47	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,90	0,40	0,90	0,38	0,90	0,40
48	Текущий КИН, д.ед.	0,160	0,161	0,163	0,163	0,167	0,165
49	Выработка запасов нефти, %	84,1	84,3	85,8	85,7	87,4	86,9

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

Для анализа состояния разработки месторождения Кара-Арна и эффективного регулирования процесса разработки большое значение имеет наличие информации о характере и степени выработки продуктивных пластов. Состояние выработки запасов оценивается по результатам комплексного анализа всех видов исследований действующих скважин в совокупности с данными о начальном состоянии пластов и залежей, текущего состояния разработки.

В таблице 3.2.12 представлены начальные и остаточные запасы нефти в целом по месторождению и по объектам разработки по состоянию на 01.01.2025 г.

Месторождение относится к средним по величине извлекаемых запасов, с высоковязкой нефтью.

Распределение геологических и извлекаемых запасов показано на рисунке 3.2.2.1.

На дату анализа накопленная добыча в целом по месторождению составила – 8956,1 тыс.т нефти. Текущий коэффициент нефтеотдачи 0,302 д.ед. Основная доля накопленной добычи нефти по месторождению приходится на III объект.



Рисунок 3.2.2.1 – Распределение НГЗ и НИЗ по горизонтам

Для определения величин вовлеченных в активную разработку извлекаемых запасов нефти при сложившейся системе разработки и технологии отборов, были построены графики зависимости удельного годового отбора нефти и жидкости на одну скважину от накопленных отборов (рис. 3.2.12-3.2.19). Этот метод позволяет определить величины вовлеченных запасов нефти при существующих условиях разработки горизонтов экстраполяцией до предельных рентабельных дебитов и обводненности продукции. Результаты обработки кривых зависимостей приведены в таблице 3.2.12.

На рисунке 3.2.11 приведено состояние текущего отбора нефти от утвержденных извлекаемых запасов по эксплуатационным объектам и месторождению по состоянию на 01.01.2025 г. В целом по месторождению, по промышленным категориям, выработанность извлекаемых запасов составляет 88,8%.

По состоянию на 01.01.2025 г. на объектах вовлечено в активную разработку 10187 тыс.т нефти, что соответствует конечной нефтеотдаче 0,340 д.ед. Как видно из рисунков, несмотря на проведение комплекса ГТМ на месторождении, наблюдается монотонное снижение отборов нефти и рост обводненности продукции. Однако, при отсутствии или снижении количества проведенных в последние четыре года геолого-технических мероприятий, интенсивность падения добычи нефти была бы более значительной.

За последние годы разработки месторождения, отмечается устойчивая тенденция увеличения объема добываемой попутной воды. Это связано с обводнением в связи с выработкой залежей. В дальнейшем, с учетом опережающей обводненности, для полного извлечения вовлеченных в разработку запасов необходимо продолжить ГТМ по ограничению обводненности и интенсификации притока. Также для максимального продления поздней стадии разработки, необходимо продолжить регулирование процесса разработки путем выключения и перевода с объекта на объект высокообводненных скважин и подключения невыработанных зон пласта и др.

Таким образом, применение рассмотренного метода оценки вовлеченных запасов нефти для разрабатываемых объектов месторождения Кара-Арна, позволило определить конечный суммарный отбор нефти, который будет отобран при сформировавшейся на сегодня системе разработки и применяемых технологиях добычи нефти.

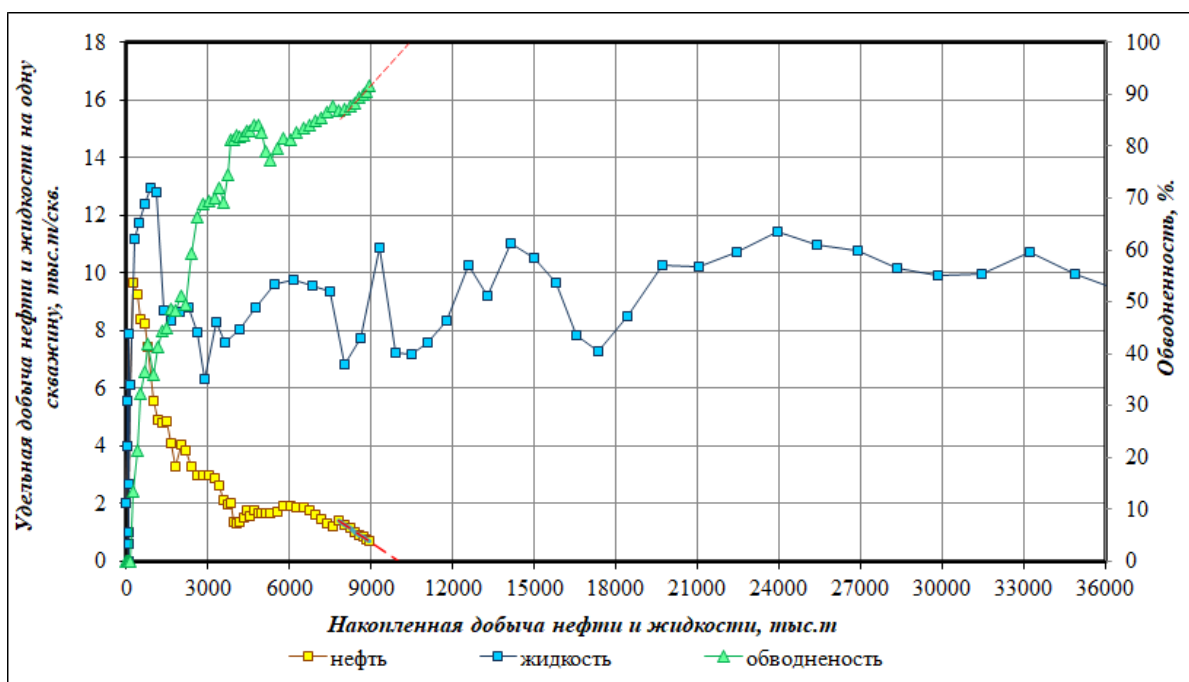


Рисунок 3.2.12 – Зависимость удельной годовой добычи нефти и жидкости от суммарных отборов в целом по месторождению

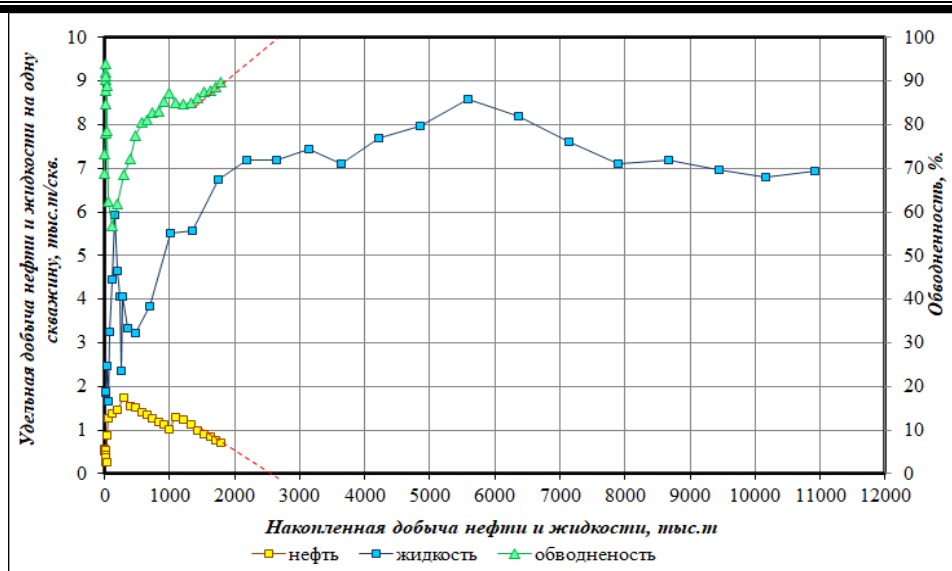


Рисунок 3.2.13 – Зависимость удельной годовой добычи нефти и жидкости от суммарных отборов по I эксплуатационному объекту

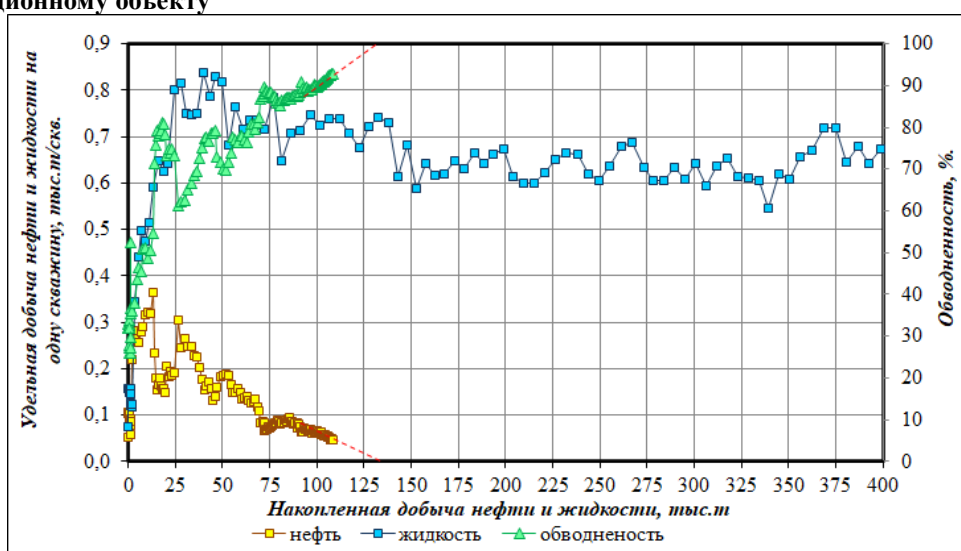


Рисунок 3.2.14 – Зависимость удельной годовой добычи нефти и жидкости от суммарных отборов по I сп эксплуатационному объекту

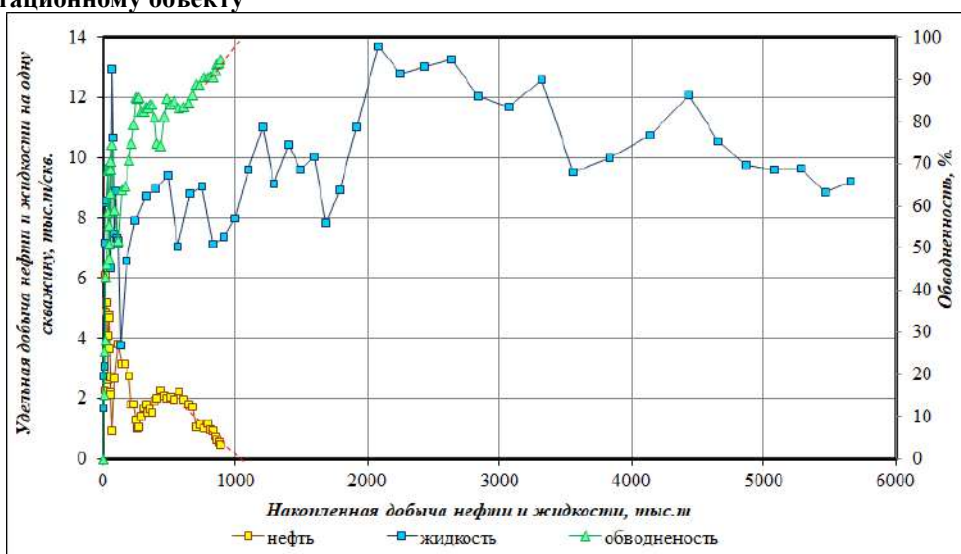


Рисунок 3.2.15 – Зависимость удельной годовой добычи нефти и жидкости от суммарных отборов по II эксплуатационному объекту

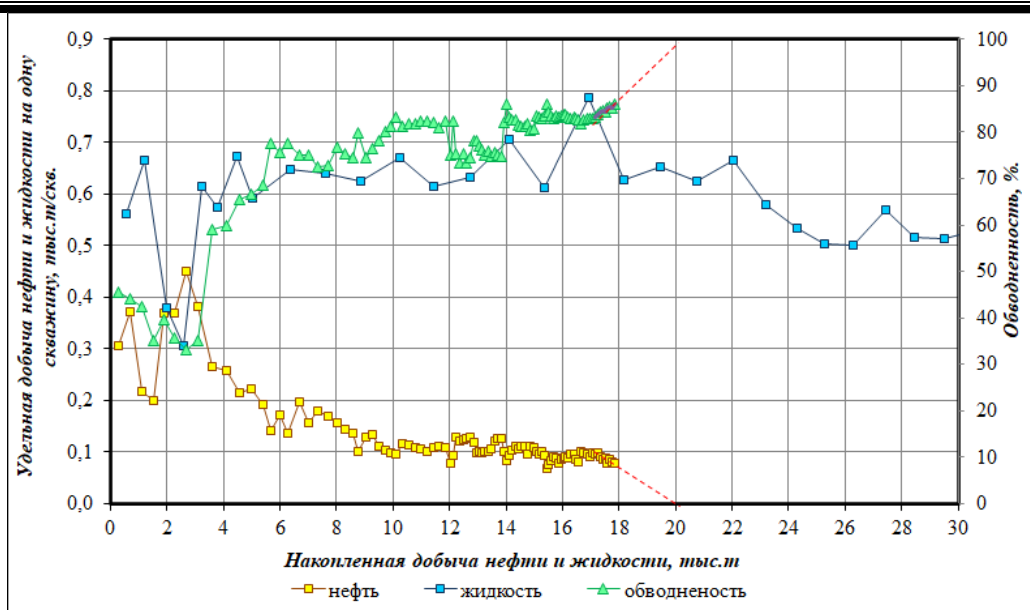


Рисунок 3.2.16 – Зависимость удельной годовой добычи нефти и жидкости от суммарных отборов по II грабен эксплуатационному объекту

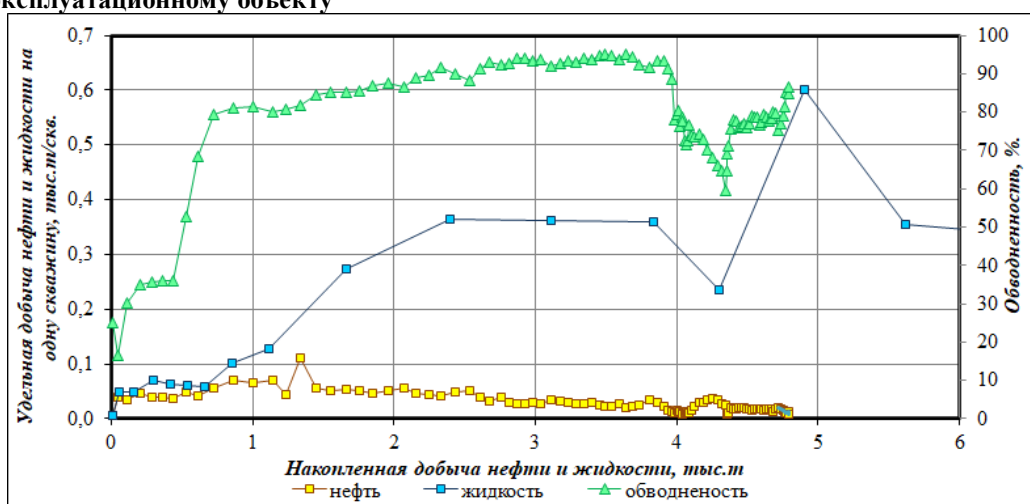


Рисунок 3.2.17 – Зависимость удельной годовой добычи нефти и жидкости от суммарных отборов по II вк эксплуатационному объекту

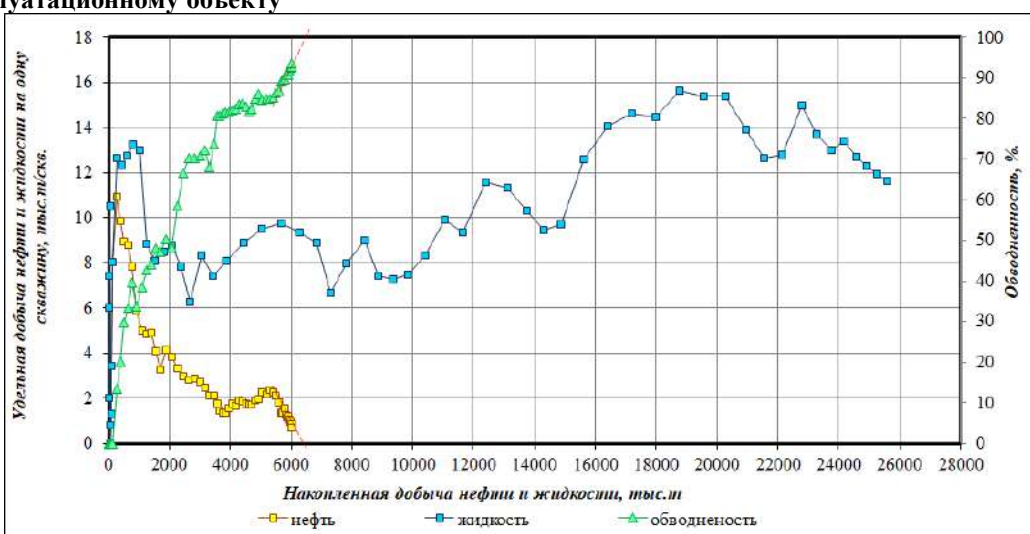


Рисунок 3.2.18 – Зависимость удельной годовой добычи нефти и жидкости от суммарных отборов по III эксплуатационному объекту

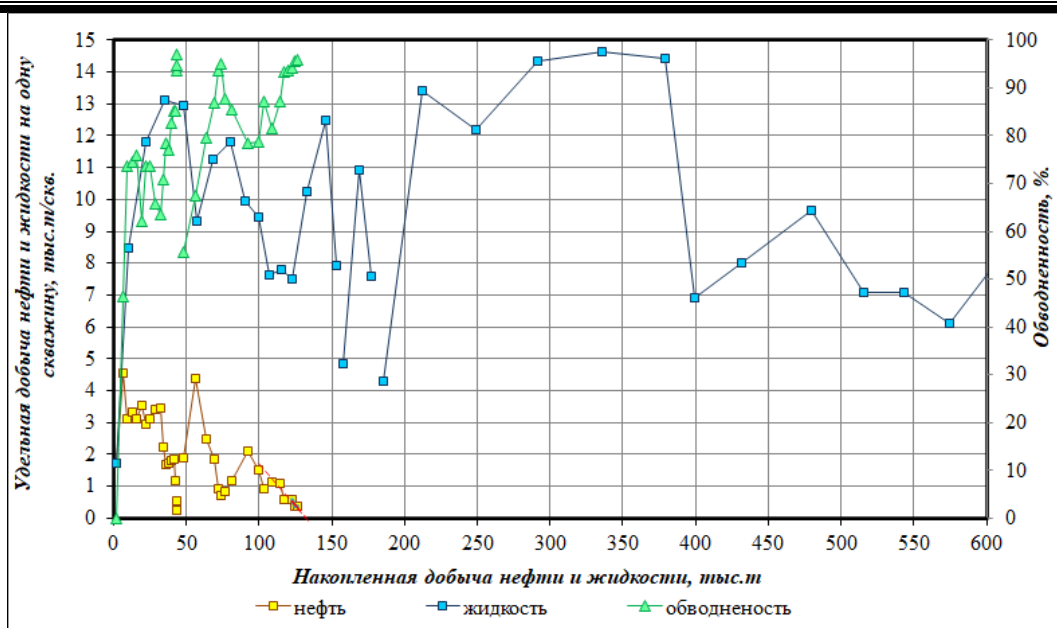


Рисунок 3.2.19 – Зависимость удельной годовой добычи нефти и жидкости от суммарных отборов по III сп эксплуатационному объекту

Таблица 3.2.12 – Состояние и выработка запасов нефти по объектам разработки и в целом по месторождению Кара-Арна по состоянию на 01.01.2025 г.

Объект	Начальные запасы нефти, тыс.т		Добыча нефти на 01.01.2025 г., тыс.т.		Темп отбора нефти от НИЗ, %	Выработанность запасов, %	Вовлеченные запасы нефти, тыс.т	КИН, д.ед.			Остаточные запасы нефти, тыс.т	
	Геол.	Извл.	Накопл.	За год				Утв.	Тек.	Потенц. (при вовл. запасах)	Геол.	Извл.
I	10223	2369	1787,9	76,6	3,2	75,5	2400	0,232	0,175	0,235	8435,1	581,1
I сп	1644	144	108,6	5,6	3,9	75,4	130	0,088	0,066	0,079	1535,4	35,4
II	3379	1055	883,8	10,2	1,0	83,8	1100	0,312	0,262	0,326	2495,2	171,2
II грабен	286	33	17,8	1,1	3,2	54,0	20	0,115	0,062	0,070	268,2	15,2
II вк	229	7	5,6	0,0	0,0	79,8	5	0,031	0,024	0,022	223,4	1,4
III	13129	6335	6025,6	21,1	0,3	95,1	6400	0,483	0,459	0,487	7103,4	309,4
III сп	767	146	126,9	1,8	1,2	86,9	132	0,190	0,165	0,172	640,1	19,1
По месторождению	29657	10089	8956,1	116,3	1,2	88,8	10187	0,340	0,302	0,343	20700,9	1132,9

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Эффективность реализуемой системы разработки горизонтов месторождения достигается при последовательной реализации следующих действий: реализация Проектного документа, в части технических и технологических решений, исследовательских работ (гидродинамические, геофизические исследования и исследования физико-химических свойств флюидов); получение геолого-промысловой информации в процессе разработки горизонтов месторождения; на основе получаемой промысловой информации геологическое изучение и выявление мест сосредоточения остаточных запасов нефти; выбор и проведение на скважинах геолого-технических мероприятий (ГТМ) и их мониторинг; оптимизация работы установкой и подбором необходимых параметров наземного и подземного оборудования и т.д.

Действующим проектным документом на эксплуатацию месторождения является «Проект разработки месторождения Кара-Арна», составленный по состоянию на 01.07.2021 г.

Ниже рассмотрены основные проектные решения, рекомендованные к выполнению по 2 варианту разработки.

Месторождение относится к средним по величине извлекаемых запасов, с высоковязкой нефтью.

Максимальный проектный уровень отбора нефти достигается в 2021 г. и составляет 158,4 тыс.т. За рентабельный проектный период разработки – 18 лет (2021-2038 гг.), суммарные отборы нефти составят 10089,2 тыс.т, при конечном коэффициенте извлечения нефти 0,340 д.ед. Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 59314,7 тыс.т. Максимальное количество добывающих скважин 175 ед., нагнетательных 15 ед. Конечная обводненность продукции скважин за рентабельный проектный период разработки составит – 94,6%. Накопленная закачка воды с начала разработки составит 45242,6 тыс.м³.

Разбуривание площади рекомендовалось осуществлять вертикальными скважинами в количестве 2 ед.

Предусматривался ввод в эксплуатацию добывающих скважин:

- в 2025 г. – 1 ед.;
- в 2026 г. – 1 ед.;

Предусматривался перевод добывающих скважин в ППД в количестве 6 ед. и перевод нагнетательных скважин в добывающий фонд в количестве 1 ед. А также ввод скважин из наблюдательного фонда в добывающий фонд 1 скважины.

- перевод добывающих скважин в ППД в количестве 6 ед. предусмотрен на 2024г., 2026г., 2029г. 2 скважины и на 2031 и 2032гг.

- перевод нагнетательных скважин в добывающий фонд в количестве 1 ед. на 2022 год.
- ввод скважин из наблюдательного фонда в добывающий фонд 1 скважины на 2022 год.

Эксплуатацию основных объектов разработки рекомендовалось осуществлять с поддержанием пластового давления, путем организации приконтурной системы заводнения, а на Исп, Играбен, Пвк и Шсп объектов, с учетом их энергетической характеристики и незначительных величин геологических запасов нефти – естественном режиме истощения пластовой энергии.

На месторождении предусматривалось усовершенствование системы разработки путем перевода малодебитных скважин на вышележащий горизонт и доформирование сложившейся системы ППД на основных объектах.

На 01.01.2025 г. приконтурное заводнение организовано только на III объекте действуют 4 скважины (№№ 3, 51, 55, 90), на II объекте работает одна нагнетательная скважина (№ 8) и на I объекте – 4 скважины (№№ 4, 24, 57, 142) – система ППД до конца не сформирована. Большинство скважин, рассмотренных для перевода под нагнетание, пока находятся в отработке на нефть.

В процессе разработки месторождения применялась технология одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) на скважинах 117, 157 и 160. Однако, от ОРЭ на этих скважинах пришлось отказаться. Основной причиной отказа от ОРЭ в рассмотренных скважинах стала выработка запасов при высокой обводненности одного из совместных горизонтов.

Анализ эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования показал, что устьевое и подземное оборудование скважин, в основном, соответствует условиям эксплуатации.

Проектный дебит новых добывающих скважин принят в среднем по III объекту – 5,0 т/сут. Как показал анализ работы новых скважин, фактические начальные дебиты нефти были на уровне или ниже установленного планового дебита.

На месторождении предусматривалось усовершенствование системы разработки путем перевода малодебитных скважин на другие горизонты.

На месторождение предусматривается перевод добывающих скважин в ППД в количестве 6 ед. а также предусмотрено проведение опытно-промысловых испытаний технологии одновременно-раздельной закачки воды (ОРЗ) в объекты II и III, с участием нагнетательных скважин 5 и 137 и в объекты I и III, с участием нагнетательных скважин 55 и 142 для эффективного реализации ППД.

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки

В качестве расчетной модели пласта для прогноза технологических показателей разработки месторождения использовалась модель послойно-зонально неоднородного по проницаемости и одновременно прерывистого нефтяного пласта.

Для этой модели, принимается, что залежь представлена набором слоев различной проницаемости. В пределах каждого слоя выделяется 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).

Совместно с геологической характеристикой пластов, принятая модель учитывает физические факторы и технологические параметры, определяющие динамику процесса разработки – двухфазность потока, различие вязкостей нефти и пластовой воды, явление языкообразования, систему 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 прямую пропорциональную 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 – доля вытесняющего агента в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами, рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

При расчете прогнозных показателей разработки месторождения, использовались данные фактической динамики добычи нефти и жидкости, геологические запасы, вскрываемые проектными скважинами и известный вовлеченный в разработку объем нефти определяющий извлекаемые запасы залежей. По фактической динамике добычи жидкости и возможному коэффициенту вытеснения нефти (при отсутствии определения на данном месторождении коэффициент вытеснения берется по аналогии с известными месторождениями со схожим типом коллекторов или по статистическим зависимостям)

определяется расчетный суммарный отбор жидкости в долях подвижных запасов нефти (F).

По известному значению извлекаемых запасов нефти и коэффициенту вытеснения определяется коэффициент использования подвижных запасов нефти (K_3). По соотношению коэффициентов использования подвижных запасов нефти и расчетного суммарного отбора жидкости определяют расчетную среднюю долю нефти ($1-A_{cp}$) в суммарном расчетном отборе жидкости.

Динамика показателей разработки определяется проектным амплитудным дебитом нефти залежи, (то есть максимальным дебитом нефти из N-го количества скважин, пробуренных на месторождении) возможном при данных условиях и технологии разработки месторождения.

3.3.2 Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки

Управление разработкой нефтяной залежи представлено следующей системой формул, которые зависят от расчетных начальных извлекаемых запасов нефти и жидкости, а также от модифицированного амплитудного дебита, введенного на середину t-го года.

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_0^{(t)} + 0,5 \cdot q_0^{(t)}} \left[Q_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right],$$

где: $q_0^{(t)}$ - амплитудный дебит нефтяной залежи на середину t-го года, т/год;

$Q_0^{(t)}$ - введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы нефти, млн.т.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q_{F2}^{(t)} = q^{(t)} + (q_F^{(t)} - q^{(t)}) \cdot \mu_0;$$

$$q_F^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_{F0}^{(t)} + 0,5 \cdot q_0^{(t)}} \cdot \left[Q_{F0}^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^{(i)} \right],$$

где: $q_F^{(t)}$ - текущая расчетная добыча жидкости;

$Q_{F0}^{(t)}$ - введенные в разработку к середине t-го года весовые начальные извлекаемые запасы жидкости.

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 проводится прогноз процесса, соответствующего запроектированной системе разработки.

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

Основными объектами разработки месторождения Кара-Арна являются залежи ниже- и верхнемеловых отложений.

На месторождении Кара-Арна в разрезе установлено 8 продуктивных горизонтов: из них три залежи (аптская, нижеальбская и сеноманская) приурочены к Южному полю Западного крыла, две (аптская и сеноманская) - к Северному полю, одна (верхнеальбская) – к Восточному крылу, две – к Грабену (южное поле).

Пласты-коллекторы, приуроченные к подошве сеноманского нефтеносного горизонта южного поля, имеют повсеместное распространение. Сеноманская нефтяная залежь по типу пластовая, сводовая, тектонически-экранированная. Площадь нефтеносности составляет 6502 тыс. м².

Северная сеноманская залежь нефти представляет собой юго-западную часть брахиантиклинального купола, ограниченную с юга и востока сбросами. Нефть занимает сводовую часть залежи и снизу на всей площади подстилается водами альбсеноманского водоносного горизонта. Площадь нефтеносности составляет 1446 тыс. м². Так, как по данной залежи нет глубинной пробы нефти, исходные основные геолого-физические данные были приняты по аналогии с залежью южного поля.

В связи с разделением по площади распространения, а также разными режимами разработки и геолого-физическими характеристиками эти две залежи сеномана выделены в самостоятельные объекты – I и Исп. Запасы Исп объекта были выведены из забаланса в работе и введены в разработку согласно решениям [10].

Нижеальбская залежь (южное поле западного крыла) в структурном плане представляется в виде вытянутой полуантиклинали, срезанной по длинной оси сбросом с восточной стороны. Залежь по типу пластовая, сводовая, тектонически-экранированная. Площадь нефтеносности составляет 3672 тыс.м². Залежь представляет самостоятельный II объект эксплуатации.

Верхнеальбская нефтяная залежь Восточного крыла приурочена к коллекторам верхней части альбского яруса, залегающего гипсометрически выше относительно западного поля. В 2008 году в своде залежи была пробурена разведочная скважина 3А. Залежь по типу природного резервуара водоплавающая, тектонически экранированная с запада. Запасы залежи были выведены из категории забалансовых в работе [9] и введены в разработку согласно решениям с выделением в самостоятельный объект разработки – Пвк.

Залежи верхнеальбского горизонта (K_{1al3-A} , K_{1al3-B}) Грабена были оценены по категории запасов C_1 , так как в отчете по переводу запасов 2017 г. продуктивность залежи была доказана при опробовании двух новых скважин. В силу близких геолого-физических и термобарических характеристик (близкие свойства нефти, отметки флюидных контактов, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов и т.д.), залежи были объединены в один объект – II грабен.

Пласты-коллекторы аптского горизонта южного поля представляют полуантиклиналь, вытянутую в меридиональном направлении, с востока и северо-востока срезанную сбросом грабена. В восточной сводовой части залежи малоамплитудным сбросом, затухающим в толще верхнеальбских отложений, образована приграбеновая ступень, названная восточным блоком. Площадь нефтеносности основного свода составляет 6329 тыс. m^2 , восточного блока – 902 тыс. m^2 . Залежь является пластовой, сводовой, тектонически-экранированной. В силу близких геолого-физических и термобарических характеристик аптский горизонт южного поля в целом выделен в один объект.

Северная аптская нефтяная залежь вскрыта в сводовой части купола северного поля и оконтурена с севера и запада тремя водяными скважинами (№№27, 32 и 49). Площадь нефтеносности составляет 520 тыс. m^2 .

Первоначально аптские залежи южного и северного поля разрабатывались как единый III объект. Но в работе [9] было выполнено разделение его на 2 самостоятельных объекта III и IIIсп в связи тем, что разработка аптской залежи северного поля предусмотрена на естественном режиме, в отличие от залежи южного поля, разрабатываемой с поддержанием пластового давления, а также разделением по площади распространения.

В разделе 2.5 представлена сводная таблица подсчета запасов нефти месторождения Кара-Арна. Распределение геологических запасов нефти по горизонтам приведено на рисунке 3.4.1.

Таким образом, на текущей стадии изученности и представлении о геологическом строении месторождения, а также на основе оценки геологических запасов нефти, рекомендуется оставить текущее выделение объектов:

I объект – сеноманский горизонт южного поля;

I сп объект – сеноманский горизонт северного поля;

II объект – нижнеальбский горизонт южного поля;

II объект Грабен – залежи (K1a13-A, K1a13-B) верхнеальбского горизонта Грабена;

II вк объект – верхнеальбский горизонт восточного крыла;

III объект – аптский горизонт южного поля;

III сп объект – аптский горизонт северного поля.

Основные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов приведены в таблице 3.4.1.

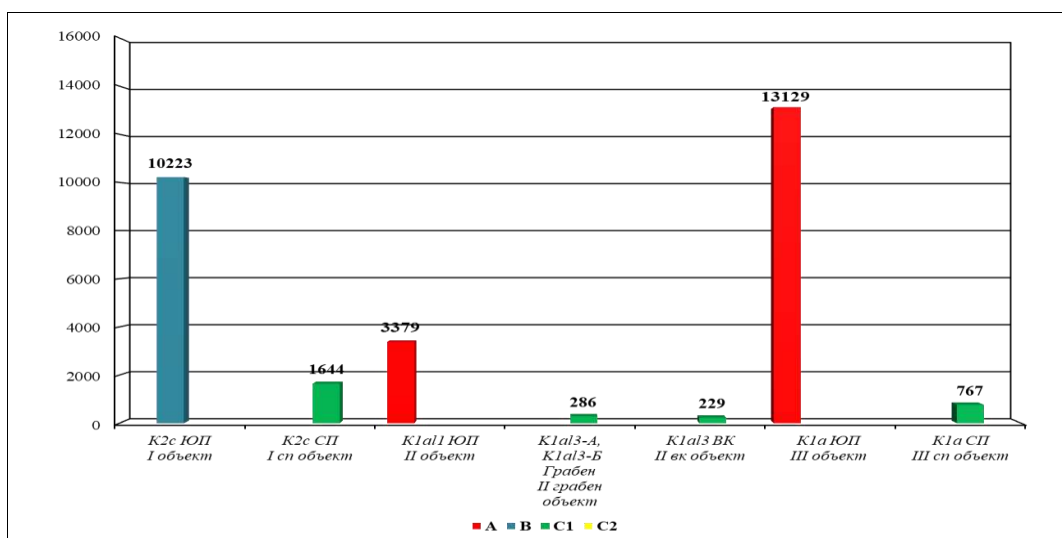


Рисунок 3.4.1 - Распределение геологических запасов нефти по горизонтам месторождения Кара-Арна

Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики месторождения Кара-Арна

№№ п/п	Наименование	Ед. изме- рения	ЗАПАДНОЕ КРЫЛО, ЮЖНОЕ ПОЛЕ				ЗАПАДНОЕ КРЫЛО, СЕВЕРНОЕ ПОЛЕ		ВОСТОЧНОЕ КРЫЛО	ЮЖНОЕ ПОЛЕ ГРАБЕНА	
			I объект	II объект	III объект		I сп объект	III сп объект	II вк объект	II грабен объект	
			K _{2c}	K _{1a1}	K _{1a}		K _{2c}	K _{1a}	K _{1a3}	K _{1a3A}	K _{1a3Б}
Осн. свод	Вост. блок										
1	Средняя глубина залегания залежи (ГИС/Абс. отметка),	м	504,7/-526,8	976,2/-997,5	1058,7/-1079,6	1076,5/-1088,1	495,4/-516,2	1031/-1051,2	740,1/-489,3	707/-726,2	849/-868,1
2	ВНК (абсолютная отметка)	м	-543-547	-1007-1011	-1101-1104	-1098-1099	-528-530	-1058-1063	-501-504	-730	-869-875
3	Тип залежи		водоплавающая, тектонически-экранированная	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная		водоплавающая, тектонически-экранированная	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	водоплавающая, тектонически-экранированная	водоплавающая, тектонически-экранированная	водоплавающая, тектонически-экранированная
4	Тип коллектора		терригенный, поровый								
5	Площадь нефтеносности	тыс.м ²	В-6502	А-3672; ЧНЗ-1056; ВНЗ-2616	А-6329; ЧНЗ-3457; ВНЗ-2872	А-902; ЧНЗ-444; ВНЗ-458	С ₁ -1446	С ₁ -520; ЧНЗ-121; ВНЗ-399	С ₁ -216	С ₁ -245	С ₁ -495
6	Средняя общая толщина (залежи)	м	19,8	9,0	12,2	9,8	21,3	11,6	18,7	6,7*	11,0
7	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, ЧНЗ/ВНЗ	м	-/11,5	5,7/8,7	12,1/10,4	9,3/5,2	-/10,8	11,5*/6,8	-/9,7	-/3,9*	-/5,1
8	Коэффициент пористости (по ГИС), ЧНЗ/ВНЗ	д.ед.	-/0,30	0,30/0,29	0,29/0,28	0,30/0,29	-/0,28	0,28/0,28	-/0,27	-/0,25*	-/0,26
9	Коэффициент нефтенасыщенности (по ГИС), ЧНЗ/ВНЗ	д.ед.	-/0,68	0,67/0,66	0,76/0,73	0,75/0,72	-/0,68	0,84/0,84	-/0,58	-/0,44*	-/0,56
10	Проницаемость (по керну/по ГДИ)	10 ⁻³ мкм ²	1,86/0,99	1,136/0,65	0,946/0,05		2,19/0,2	0,549/0,67	1,257/0,31	0,752/-	
11	Коэффициент песчанистости	д.ед.	0,989	0,971	0,996		0,994	0,978	0,993	0,826	0,795
12	Коэффициент расчлененности	д.ед.	5,3	2,9	2,3		4,9	2,0	3,3	1,7	2,3
13	Коэффициент распространения	д.ед.	0,972	0,884	1		1	1	1	1	1
14	Пластовая температура	°С	29,8	38,3	40,3		23	37,5*	25,7*	35,85	35,85
15	Начальное пластовое давление	МПа	5,25	10,6	11,3		5,6	10,9*	4,61*	9,43	9,43
16	Давление насыщения нефти газом	МПа	0,72	2,4	3,0		0,72**	2,1*	0,22	0,59	0,59
17	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	250	71	56		250**	89*	373	113,55	113,55
18	Вязкость нефти в поверхностных условиях	мПа*с	611,57	427,46	418,71		604,53	529,03	609,05	285,77	285,77
19	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0,97	0,86	0,82		0,94	0,89	1,08	0,92	0,92
20	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0,9287	0,936	0,927		0,929**	0,938*	0,956*	0,9360	0,9360
21	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0,9629	0,9624	0,9615		0,9633	0,9652	0,9663	0,9479	0,9479
22	Плотность воды в пластовых условиях	г/см ³	1,078	1,106	1,121		1,073	1,130	1,132	1,096	1,096
23	Плотность воды в стандартных условиях	г/см ³	1,078	1,106	1,121		1,073	1,130	1,132	1,096	1,096
24	Объемный коэффициент	д.ед.	1,036	1,032	1,043		1,036**	1,022	1,011	1,018	1,018
25	Газосодержание	м ³ /т	3,98	5,9	8,04		3,98**	5,8*	1,30*	3,02	3,02
26	Содержание серы в нефти	%	2,53	2,53	2,53		2,4	2,84	2,51	2,1	2,10
27	Содержание парафина в нефти	%	1,25	0,79	1,12		2,0	0,92	0,39	0,84	0,84
28	Начальные геологические запасы нефти (утв. ГКЗ или состоящие на Государственном балансе), в том числе:	тыс.т	10223	3379	11834	1295	1644	767	229	60	226
29	по категории А	тыс.т	-	3379	11834	1295	-	-	-	-	-
30	по категории В	тыс.т	10223	-	-	-	-	-	-	-	-
31	по категории С ₁	тыс.т	-	-	-	-	1644	767	229	60	226
33	по категории А+В+С ₁	тыс.т	29657								
34	Коэффициент извлечения нефти (утв. ГКЗ или состоящие на Государственном балансе)	д.ед.	ВН-0,232-В	ВН-0,312-А	ВН-0,484-А	ВН-0,467	ВН-0,088-С ₁	ВН-0,190- С ₁	ВН-0,031- С ₁	ВН-0,100- С ₁	ВН-0,119- С ₁
35	Извлекаемые запасы нефти (утв. ГКЗ или состоящие на Государственном балансе), в том числе:	тыс.т	2369	1055	5731	604	144	146	7	6	27
36	по категории А	тыс.т	-	1055	5731	604	-	-	-	-	-
37	по категории В	тыс.т	2369	-	-	-	-	-	-	-	-
38	по категории С ₁	тыс.т	-	-	-	-	144	146	7	6	27
39	по категории А+В+С ₁	тыс.т	10089								

Примечание: * - значение по одной скважине; ** - значение по аналогии с Западным крылом Южного поля

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В процессе промышленной разработки ниже- и верхнемеловых отложений основная концепция разработки месторождения практически реализована, система разработки сформировалась.

В условиях уменьшающихся отборов нефти при постоянном снижении дебита скважин, вследствие выработки запасов нефти и обводнения фонда добывающих скважин, проблема сохранения достигнутого уровня добычи нефти с наименьшими затратами для месторождения Кара-Арна приобретает особо важное значение.

Решение поставленных задач возможно в основном за счет точечного уплотняющего бурения новых скважин для выработки целиков нефти, применения методов интенсификации добычи нефти на месторождении, эффективного использования старого фонда скважин и использования всех резервов добычи нефти путем проведения геолого-технических мероприятий.

Разбуривание месторождения осуществляется вертикальными и горизонтальными скважинами. Темп бурения скважин выбран согласно рекомендациям недропользователя и бюджета АО «Матен Петролеум». Ориентация сетки скважин подбиралась, в основном, исходя из фактического расположения уже существующего фонда скважин и геометрии залежей.

В качестве основного способа разработки эксплуатационных объектов применяется поддержание пластового давления путем закачки воды на основных I, II и III объектах. Разработка I сп, II Грабена, II вк и III сп объектов, предусмотрена на естественном режиме в 1 и 2-м варианте.

При выборе режимов работы скважин учитывалось, что текущее забойное давление добывающих скважин не должно быть ниже давления насыщения нефти газом, а также, в связи с близостью подошвенной воды, не должно создавать риск прорыва воды и увеличения обводненности продукции скважин. Основные исходные технологические характеристики расчётных вариантов разработки эксплуатационного объекта приведены в таблице 3.4.2.

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения было рассмотрено 2 варианта разработки продуктивных горизонтов месторождения Кара-Арна.

Первым (базовым) вариантом рассматривает разработку всех объектов с выполнением полного объема геолого-технических мероприятий, направленных на реабилитацию существующего фонда скважин. Это выводы из бездействия нагнетательных скважин, переводы между объектами, переводы скважин в другие категории, изоляция обводненных интервалов и выключение высокообводненных скважин, дострелы и перестрелы для наиболее полной выработки. Также предусмотрено бурение новых добывающих скважин вертикальной конструкции в количестве 2 ед. на II объекте для выработки целиков нефти.

Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 169 и 19 ед. соответственно.

Второй вариант направлены на достижение максимальной величины нефтеотдачи и предусматривают охват объектов разработки бурением 5 новых скважин, из них одна вертикальная и четыре наклонно-направленных скважин. Предусматривается ввод 2-х скважин из наблюдательного фонда в добывающий фонд. А также предусматривается перевод 7 добывающих скважин под закачку воды после отработки их на нефть, с целью вовлечения дополнительных запасов нефти в активную разработку и поддержания пластового давления.

К существующей системе заводнения, которая помогает вытеснять нефть из пластов, предусматривается внедрение очагового заводнения на I объекте разработки.

Также по данному варианту предусматривается проведение опытно-промысловых испытаний технологии ОРЗ (одновременно-раздельная закачка) в нагнетательных скважинах 5, 55, 137, 142 для совместной разработки основных объектов.

Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 172 и 19 ед. соответственно.

Схемы расположения проектных и пробуренных скважин приведены в графических приложениях 28-35.

I эксплуатационный объект

1 вариант – базовый вариант. На основе текущего состояния разработки предусматривается продолжение реализуемой системы разработки с эксплуатацией существующими добывающими скважинами. Для равномерного дренирования запасов залежи с учетом высокой вязкости нефти, предусматривается перевод с нижележащих горизонтов скважин 10, 146, 143, 130, 136А, 172 в добывающий фонд I объекта.

Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 109 и 8 ед. соответственно.

2 вариант. На основе варианта 1 рассматривается для укрепления системы ППД с внедрением очагового заводнения путем перевода под нагнетание добывающих скважин 134, 313, 409. Для равномерного дренирования запасов залежи с учетом высокой вязкости нефти, предусматривается перевод с нижележащих горизонтов скважин 10, 146, 143, 130, 136А, 172 в добывающий фонд I объекта. Одновременно-раздельная закачка предусмотрена в нагнетательных скважинах 55 и 142.

Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин достигает 110 ед., нагнетательных – 9 ед.

I сп эксплуатационный объект

1 и 2 варианты предусматривает продолжение реализуемой системы разработки с эксплуатацией 9 скважин. Фонд эксплуатационных добывающих скважин составляет 9 ед.

II эксплуатационный объект

1 вариант – предусматривает продолжение реализуемой системы разработки с переводом под нагнетание добывающих скважины 137. Также предусматривается перевод с других горизонтов скважин 16, 82, 93, 94, 164 и 171 в добывающий фонд II объекта.

Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин достигает 21 ед., нагнетательных – 1 ед.

2 вариант предусматривает продолжение реализуемой системы разработки с переводом под нагнетание добывающей скважины 137. Также предусматривается перевод с других горизонтов скважин 16, 82, 93, 94, 164 и 171 в добывающий фонд II объекта. Одновременно-раздельная закачка предусмотрена в нагнетательных скважинах 5 и 137.

Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин достигает 21 ед., нагнетательных – 2 ед.

II вк эксплуатационный объект

1 и 2 варианты предусматривает продолжение реализуемой системы разработки на естественном режиме с эксплуатацией единичной скважины 3-А (вывод из ликвидации скважин 35 и 38 не возможен). Фонд добывающих скважин составит 1 ед.

II эксплуатационный объект Грабен

На данном объекте рассмотрено 2 варианта разработки.

1 и 2 вариант – предусматривает продолжение реализуемой системы разработки на естественном режиме с эксплуатацией единичной скважины R-9. Фонд добывающих скважин составит 1 ед.

Таблица 3.4.2 – Месторождения Кара-Арна. Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристики	Варианты разработки	
	1	2
Режим разработки		
I объект	избирательное	приконтурное с внедрением очагового
Iсп объект	без ППД	без ППД
II объект	избирательное	избирательное
II объект Грабен	без ППД	без ППД
Пвк объект	без ППД	без ППД
III объект	приконтурное	избирательное
IIIсп объект	без ППД	без ППД
Система размещения скважин	площадная	
Расстояние между скважинами, м		
I объект	200х200	200х200
Iсп объект	200х200	200х200
II объект	200х200	200х200
II объект Грабен	250х250	250х250
Пвк объект	200х200	200х200
III объект	200х200	200х200
IIIсп объект	200х200	200х200
Плотность сетки, 10 ⁻⁴ м ² /скв.		
I объект	4	4
Iсп объект	4	4
II объект	4	4
II объект Грабен	6,25	6,25
Пвк объект	4	4
III объект	4	4
IIIсп объект	4	4
Режим работы скважин:		
добывающих	Рзаб>=Рнас	
нагнетательных	Рзаб<Ргидр	
Коэффициент использования фонда скважин	0,9	
Коэффициент эксплуатации скважин		
добывающих (новая/действующая)	0,5/0,9	
нагнетательных (переходящая/действующая)	0,7/0,9	
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора. %	100-150	

III эксплуатационный объект

1 вариант – предусматривает бурение 2-х вертикальных скважин и с переводом под нагнетание добывающих скважины 5, 123. Также предусматривается перевод с других горизонтов скважин 85, 85А, 97, 123 в добывающий фонд III объекта.

Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин составит 27 ед., нагнетательных – 10 ед.

2 вариант – предусматривает бурение 5 скважин из них 4 скважины наклонно-направленные и 1 скважина вертикальная, в данном варианте предусмотрено перевод под

нагнетание добывающих скважин 5, 123. Также предусматривается перевод с других горизонтов скважин 85, 85А, 97, 123 в добывающий фонд III объекта.

Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин составит 28 ед., нагнетательных – 12 ед. из них 4 скважины ОРЗ.

Проектные дебиты скважин по нефти, вводимых из бурения, приняты на уровне средних текущих дебитов пробуренных скважин и составляют по объектам разработки в среднем 5 т/сут.

III сп эксплуатационный объект

В 1 и 2 вариантах предусматривается выработка извлекаемых запасов на естественном режиме существующей системой скважин в количестве 5 ед.

Обоснование проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам, диапазонов их изменения или предельно допустимых значений

Согласно п. 12 статьи 277 Кодекса «О недрах и недропользовании» устанавливается выполнение следующих 9-ти показателей проектных документов, относимых к контрактным обязательствам недропользователя:

- 1) плотность сетки эксплуатационных скважин;
- 2) соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту;
- 3) коэффициент компенсации по залежам;
- 4) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;
- 5) отношение пластового давления к забойному давлению;
- 6) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;
- 7) объемы добычи углеводородов;
- 8) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;
- 9) показатели ввода эксплуатационных скважин.

При этом, значения показателей, указанных в настоящем пункте, не включаются в контракт и определяются исходя из проектных документов.

Ниже приводится обоснование вышеуказанных проектных показателей, диапазоны их изменения или предельно допустимые значения.

Плотность сетки эксплуатационных скважин

Показатель плотности сетки скважин устанавливается исходя из положений расчетных вариантов разработки, определяющих количество пробуренных и проектных скважин по каждому объекту разработки.

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту устанавливается исходя из положений расчетных вариантов разработки, определяющих количество пробуренных и проектных скважин по каждому объекту разработки.

Коэффициент компенсации по залежам

Диапазон коэффициента компенсации по залежам устанавливается исходя из предусмотренной рекомендуемым 2 вариантом разработки ежегодной компенсацией отборов закачкой воды по I, II, III объектам и допустимого годового отклонения в размере +/- 10%, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения

Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения определено исходя из требований п. 126 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» запрещающих эксплуатацию скважин с забойным давлением ниже давления насыщения без обоснования забойного давления относительно давления насыщения нефти газом на основе данных специальных исследований.

Отношение пластового давления к забойному давлению

Отношение пластового давления к забойному давлению устанавливает максимально возможную депрессию в добывающих скважинах, которая определена исходя из значений начального пластового давления в залежах и ограничения забойного давления на уровне давления насыщения нефти газом, принятого для каждой залежи. Оптимальная депрессия по каждой добывающей скважине подобрана исходя из результатов исследований методом установившихся отборов по максимальному коэффициенту продуктивности скважин. Исходя из чего производится подбор наилучшего режима эксплуатации скважин.

Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам

Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам определена исходя из принятого значения газосодержания пластовой нефти по каждой залежи и допустимого максимального отклонения в размере +10%, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Объемы добычи углеводородов и объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления

Допустимое отклонение объемов добычи углеводородов и объемов обратной закачки воды по эксплуатационным объектам разработки принято из расчета +/- 10% от годовых проектных показателей по добыче углеводородов и обратной закачке воды по рекомендуемому 2 варианту разработки, значения которых приведены в разделе 4.1 настоящего проекта, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Показатели ввода эксплуатационных скважин

Отклонения по вводу эксплуатационных скважин не предусматриваются в связи с небольшим количеством скважин, предусмотренных к бурению.

Установленные настоящим проектом показатели, относимые к контрактным обязательствам по эксплуатационным объектам разработки месторождения Кара-Арна по рекомендуемому 2 варианту разработки.

Таблица 3.4.3 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам

№№ п/п	Характеристика	Объект						
		I	Iсп	II	IIграбен	IIвк	III	IIIсп
1	Плотность сетки скважин, га/скв	4	4	4	6,25	4	4	4
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	109/4	9/-	21/1	1/-	1/-	29/7	5/-
3	Коэффициент компенсации отборов	100	-	100	-	-	100	-
4	Отношение пластового и забойного давлений к давлению насыщения	6,4/5,8	-/4,7	3,7/2,8	-/-	-/-	4,3/5,1	-/-
5	Отношение пластового давления к забойному давлению	1,1	-	1,3	-	-	0,9	-
6	Объемы добычи углеводородов	+/- 10 % от годовых показателей добычи						
7	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления	+/- 10 % от годовых показателей добычи						
8	Показатели ввода эксплуатационных скважин	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения						

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Основные продуктивные горизонты месторождения Кара-Арна рекомендуются разрабатывать искусственным методом, т.е. с закачкой воды. В процессе разработки попутно добываемая пластовая вода в полном объеме будет закачана обратно в пласт для ППД. Подробные характеристики состава вод и требования к системе ППД приводятся в разделе 6.4.

3.4.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

При составлении настоящего отчета использована слоисто-вероятностная модель, 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.

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике «ТатНИПИнефть». Обоснованность применения 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 основана на многолетнем эффективном опыте применения на месторождениях Казахстана и СНГ.

Управление разработкой нефтяной залежи представлено следующей системой формул, которые зависят от расчетных начальных извлекаемых запасов нефти и жидкости, а также от модифицированного амплитудного дебита, введенного на середину t -го года.

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_0^{(t)} + 0,5 \cdot q_0^{(t)}} \cdot \left[Q_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right],$$

где: $q_0^{(t)}$ - амплитудный дебит нефтяной залежи на середину t -го года, т/год;

$Q_0^{(t)}$ - введенные в разработку к середине t -го года начальные извлекаемые запасы нефти, млн.т.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q_{F2}^{(t)} = q^{(t)} + (q_F^{(t)} - q^{(t)}) \cdot \mu_0;$$

$$q_F^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_{F_0}^{(t)} + 0,5 \cdot q_0^{(t)}} \cdot \left[Q_{F_0}^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^{(i)} \right],$$

где: $q_F^{(t)}$ - текущая расчетная добыча жидкости;

$Q_{F_0}^{(t)}$ - введенные в разработку к середине t-го года весовые начальные извлекаемые запасы жидкости.

Обоснование расчетной модели для рассматриваемых залежей проводилось на основании фактического материала испытания и эксплуатации скважин с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-физической и гидродинамической характеристике продуктивных пластов, таких, как W – доля неколлектора по площади обособленных пластов и слоев, V_3^2 – зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами, V_n^2 – расчетная послойная неоднородность пластов по проницаемости, η_{cp} – среднее значение коэффициента продуктивности скважин, $K_{cp.pr.}$ – среднее значение проницаемости.

В методике также учитывается вся имеющаяся информация по месторождению. В качестве основных параметров рассматриваются:

- средний коэффициент продуктивности;
- соотношение коэффициентов подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях;
- параметр влияния различия физических свойств нефти и агента;
- зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами проектной сетки;
- неоднородность скважин по коэффициенту продуктивности, прерывистости или доле неколлектора по площади обособленных слоев и пластов;
- шаг (линейный размер) хаотического изменения коллекторских свойств пластов;
- расчетная послойная неоднородность продуктивных пластов;
- коэффициент вытеснения нефти в микрообъеме пласта;
- предельная весовая доля агента в дебите жидкости скважины;
- средняя долговечность скважины;
- нефтеносная площадь;
- геологические запасы нефти;
- общий фонд скважин по проектной сетке;

- показатель интенсивности снижения коэффициента продуктивности при снижении забойного давления ниже давления насыщения;
- начальный максимальный амплитудный дебит, начальные извлекаемые запасы нефти, начальные извлекаемые запасы нефти на одну скважину.

Таблица 3.4.5 – Основные параметры, принятые для расчета

Параметры	Объект						
	I	Исп	II	IIвк	IIграбен	III	IIIсп
d^2 , д.ед.	0,5		0,5			0,5	
W , д.ед.	0,012	0,013	0,029	0,007	0,189	0,004	0,022
V^2_{II} , д.ед.	1,12	1,62	1	0,72	0,586	1,68	1,34
V^2_{II} , д.ед.	0,18		0,17			0,59	
$\eta_{уд.ср.},$ т/сут*МПа*м	0,95		1,41			1,06	
$k_{пр.ср.},$ МКМ ²	0,54		1,6			0,52	

Величина h_{min} была определена при изменении контуров нефтеносности по результатам новых данных, с учетом текущего состояния разработки и обводнения продуктивных залежей, минимальная нефтенасыщенная толщина для расположения проектных скважин составит не менее 4 м для всех объектов (табл. 3.4.6).

Таблица 3.4.6 - Минимальная нефтенасыщенная толщина для расположения проектных скважин

Объект	I	Исп	II	II Грабен	IIвк	III	IIIсп
$h_{ф.виз}$	8,3	6,4	3,9	2,9	7,1	5,5	5,5
h_{min}	4	4	4	4	4	4	4

Значение параметра d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов - 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 0,5 для всех объектов разработки.

Доля неколлектора по объектам определенная по разрезу распространения нефтяных слоев через коэффициент песчаности, которые по объектам приведены в таблице 3.4.1.

Послойная неоднородность определялась на основе данных по проницаемости по результатам геофизических исследований.

(V_{z2}) определялась по удельным коэффициентам продуктивности скважин по результатам гидродинамических исследований.

По методике проектирования разработки «ТатНИПИнефть» коэффициент нефтеотдачи пластов для всех рассматриваемых вариантов разработки объектов месторождения Кара-Арна с поддержанием пластового давления представляется в виде произведения трех коэффициентов:

$$K_{HO} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3$$

K_1 - коэффициент сетки скважин;

K_2 - коэффициент вытеснения;

K_3 - коэффициент использования подвижных запасов нефти;

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 - расчетной послойной неоднородности пластов 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

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

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

μ_0 - коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющего агента,

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

где A_2 - предельная массовая доля вытесняющего агента в продукции скважин принята равной 0,98 с учетом высокой вязкости пластовой нефти;

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

V^2 - расчётная послойная неоднородность пластов;

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

K_ϕ - фильтрационный коэффициент, учитывающий тормозящее действия остаточной нефти $K_\phi = K_2^{1,5}$;

μ_n - вязкость нефти, мПа·с;

μ_g - вязкость воды, мПа·с;

Значения коэффициентов рассчитаны для всех рассматриваемых вариантов по объектам с учетом их геологического строения и неоднородности.

3.4.5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

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

По методике проектирования разработки коэффициент нефтеотдачи пластов представляется в виде произведения трех коэффициентов:

$$K = K_1 \times K_2 \times K_3$$

где:

K_1 – коэффициент сетки скважин – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения добывающих и нагнетательных скважин;

Для определения K_1 применялись следующие формулы:

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

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

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

В этих формулах K_1' – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти водонефтяных зон; где: $h_{н.мин}$ – нефтенасыщенная толщина, менее которой запасы не отбираются по экономическим соображениям, м [п. 4.1];

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.

w – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором;

d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов;

S' – площадь на одну скважину, км².

K_2 – коэффициент вытеснения нефти закачиваемым агентом в микрообъеме пласта при достаточно большом объеме прокачиваемого агента, принимается по результатам лабораторных исследований керна.

Для коллекторов данного месторождения коэффициенты вытеснения нефти водой приняты по материалам исследования керна институтом КазНИГРИ. Данные

исследования приведены и подробно описаны в разделе 2. Согласно их результатам, связь $K_{\text{выт}}$ с пористостью описывается линейным уравнением:

$$K_{\text{выт}} = 0,896 \cdot K_n + 0,1943$$

Связь $K_{\text{выт}}$ с проницаемостью степенная:

$$K_{\text{выт}} = 0,2581 \cdot K_{\text{пр}}^{0,1086}.$$

K_3 – коэффициент заводнения, коэффициент охвата процессом вытеснения или коэффициент использования подвижных запасов нефти - K_3 показывает возможную долю отбора подвижных запасов нефти. При этом коэффициент охвата процессом вытеснения напрямую зависит от V^2 - 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:

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

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

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;

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

V^2 – расчётная послойная неоднородность 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_g – вязкость воды, мПа·с;

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

Расчет коэффициента извлечения нефти при реализации упругого режима эксплуатации для залежей Исп, Пвк, Пграбен, Шсп производился по формуле:

$$Q_{изв} = V \cdot \beta^* \cdot (P_{пл} - P_{нас}) \cdot \rho_{н.пов.} / b,$$

где:

V – объём нефтенасыщенных пород, тыс.м³;

β^* – сжимаемость;

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

$P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом, МПа;

$\rho_{н.пов.}$ – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³;

b – объёмный коэффициент нефти, д.ед.

сжимаемость нефти, в свою очередь, определяется по формуле:

$$\beta^* = \beta_{п} + m \cdot \beta_{ж},$$

где:

$\beta_{п}$ – коэффициент сжимаемости пор породы, 1/МПа, принятый из таблицы 11.6 работы [Справочник по добыче нефти под редакцией Гиматулинова Ш.К., М., Недра, 1974 г.], где

m – пористость, д.ед.;

$\beta_{ж}$ – коэффициент сжимаемости жидкости.

В таблице 3.4.7 для выделенных объектов и месторождения в целом по рекомендуемому варианту приведены значения геологических запасов нефти, КИН и извлекаемые запасы нефти по зонам и категориям запасов.

Расчеты производились для категорий запасов $A+B+C_1$, запасы других категорий на месторождении отсутствуют.

Таблица 3.4.7 - Извлекаемые запасы нефти эксплуатационных объектов по категории А, В, С₁

Объект	Горизонт	Категория запасов	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т.	КИН, д.ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т
I	K _{2с} ЮП	В	10223	0,232	2369
Исп	K _{2с} СП	С ₁	1644	0,088	144
II	K _{1al1} ЗК	А	3379	0,312	1055
II Грабен	K _{1al1} А; K _{1al1} Б	С ₁	286	0,115	33
Пвк	K _{1al3} ВК	С ₁	229	0,031	7
III	K _{1a} ЮП	А	13129	0,483	6335
Шсп	K _{1a} СП	С ₁	767	0,190	146
Итого по месторождению:			29657	0,340	10089

3.5. Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей

Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат на добычу нефти выполнен на основе технологических показателей разработки и нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

Капитальные вложения определены по отдельным направлениям, включающим в себя затраты на строительство скважин, обустройства устьев скважин и надземного строительства. Потребность в капитальных вложениях определялась, исходя из объемных показателей, связанных с бурением скважин, реконструкцией объектов обустройства и удельных затрат, сложившихся за 2022-2023 гг. по бурению скважин, их обустройству, строительству объектов нефтедобычи и т.п.

Предполагаемые объемы инвестиционных затрат базируются на укрупненных удельных показателях стоимости, связанных как с бурением скважин, так и исходя из характеристики и необходимого количества оборудования, необходимого на строительство намеченных объектов, которые включают в себя издержки по инвестициям в основной капитал, состоящие из следующих расходов:

- стоимости основного и вспомогательного оборудования, потребных материалов;
- затрат на строительные-монтажные и пусконаладочные работы;
- прочих платежей.

В расчетах экономических показателей разработки месторождения капитальные затраты проекта оценивались укрупнено по следующим направлениям: затраты в строительство скважин; затраты на надземное нефтепромысловое строительство.

Капитальные вложения в строительство скважин включают в себя: затраты на бурение новых добывающих скважин, перевод добывающих скважин под нагнетание и выбытия скважин.

Надземное строительство состоит из капитальных затрат на:

- обустройство устьев скважин;
- монтаж выкидных линий;
- строительство площадок;
- строительство ЛЭП и монтаж КТП; и пр.

Капитальные вложения для расчета амортизационных отчислений для целей налогообложения и для включения в себестоимость приняты в соответствии с данными раздела “Капвложения” настоящей записки. В составе капитальных вложений, также учтен резерв средств на проектно-изыскательные работы по утвержденному плану

капитальных затрат на обустройство промысла. Проектная стоимость бурения скважины подсчитана в зависимости от глубины бурения. Средняя глубина проектных скважин-1 150 метров. Исходя из специфики бурения стоимость 1 метра проходки – 249 516,52 тенге/м для эксплуатационной скважины, которая определена исходя из анализа фактических затрат на бурение существующих скважин, пробуренных в 2022-2023 годах. Таким образом, стоимость строительства 1 (одной) скважины принята с учетом всех вышеизложенных показателей. Продолжительность бурения и его окончания для каждой скважины определялось согласно нормативным данным по бурению. Так же капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться в Казахстане. Также возможно приобретение оборудования и материалов у производителей из других стран при невозможности приобретения соответствующего оборудования в Казахстане, а также в случаях их неконкурентоспособности с другими аналогами по показателям качества и цены. Капитальные вложения в бурение скважин определялись на основе сметной стоимости 1 м проходки, установленной в зависимости от глубины и количества скважин. Нормативы для расчета капитальных затрат представлены в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1 - Техничко-экономические нормативы капитальных вложений

№№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Значение
1	2	3	4
Капитальные вложения			
I	<i>Строительство скважин</i>		
1	Средняя стоимость бурения вертикальной эксплуатационной скважины	тыс.тенге	286 944,00
2	Стоимость бурения 1 м проходки, включая наземное оборудование	тенге	249 516,52
3	Средняя стоимость бурения наклонно-направленной эксплуатационной скважины	тыс.тенге	373 027,20
4	ОРЗ (одновременно-раздельная закачка) нагнетательных скважин	тыс.тенге	45 521,00
5	Выбытие скважин	тыс.тенге	10 780,00
II	<i>Наземное строительство</i>		
1	Обустройство устья скважины	тыс.тенге	3 430,00
2	Монтаж выкидных линий	тыс.тенге	4 900,00
3	Строительство площадок	тыс.тенге	11 760,00
4	Строительство ЛЭП-0,4 кВ и монтаж КТП	тыс.тенге	13 230,00
5	Машины и оборудование:	тыс.тенге	98 000,00
6	Прочие расходы	10% от Надземного строительства	

Нормативы эксплуатационных затрат, использованные в расчетах определены в соответствии с фактическими затратами за 2022-2023 гг.

При расчете эксплуатационных затрат выделены две группы нормативов:

- нормативы для расчета затрат на производство;
- нормативы фиксированных платежей и цены продукции.

Нормативы, участвующие при определении эксплуатационных расходов, связанных с добычей и подготовкой нефти и газа, приведены в таблице 3.5.2.

Таблица 3.5.2 - Нормативы для расчета эксплуатационных затрат

№	Наименование	Единица измерения	Значение
1	Уровень использования нефти на продажу	%	99,2%
2	Среднегодовая оплата труда 1-го работника ППП	тыс.тенге	330,0
3	Расходы, относимые на себестоимость продукции		
3.1	Затраты на материалы и химреагенты	тыс.тенге/тыс.т	2 876,80
3.2	Затраты на электроэнергию и пр. ресурсы (производство)	тыс.тенге/тыс.т	4 250,05
3.3	Затраты на ГСМ	тыс.тенге/тыс.т	1 205,27
3.4	Затраты производственного характера	тыс.тенге/тыс.т	25 640,13
3.5	Затраты на ТБ И ООС	тыс.тенге/тыс.т	2 912,95
3.6	ГИС и мониторинг недр	тыс.тенге/скв	21 091,62
3.7	Затраты на ремонт	тыс.тенге/скв	148 544,81
3.8	Затраты на страхование ППП	тыс.тенге/чл ППП	1 347,50
4	Расходы периода:		
4.1	Содержание АУП	тыс.тенге/чл.АУП	12 348,00
4.2	Затраты на страхование АУП	тыс.тенге/чл.АУП	1 504,30
4.3	Административно- управленческие расходы	тыс.тенге/год	10 829,00
5	Удельный вес продажи нефти на внешний рынок	%	80%
6	Удельный вес продажи нефти на внутренний рынок	%	20%
7	Инфляция на капитальные вложения и эксплуатационные затраты	% в год	2,0%
8	Инфляция на цену продукции	% в год	2,0%

Экономика предприятия будет основываться на стандартной модели налогообложения. В связи с этим проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет с корректировкой по некоторым видам налогов.

Величина нормативов, связанных с налогообложением приведена в таблице 3.5.3.

Таблица 3.5.3 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции

№	Наименование	Значение
1	Отчисления в Фонд государственного социального страхования	11%
2	Отчисления в Фонд государственного медицинского страхования и социального страхования	2%
3	Отчисления в пенсионный фонд	10%
4	Амортизационные отчисления фиксированных активов, подлежащих вычету при налогообложении	по Налоговому Кодексу РК
5	Затраты на обучение казахстанских специалистов	1 % от затрат на добычу, по итогам прошлого года
6	Перечисления в Ликвидационный фонд	из расчета: удельный норматив * годовая добыча нефти
7	Развитие социальной сферы и инфраструктуры	1% от общей суммы инвестиций, по итогам предыдущего года
8	НИОКР	1 % от затрат на добычу, по итогам прошлого года
9	Корпоративный подоходный налог	20%
10	НДПИ	по шкале
11	Налог на добавленную стоимость при покупке товаров и услуг	12%
12	Налог на добавленную стоимость при реализации продукции на внутреннем рынке	12%
13	Налог на имущество	1,50%
14	Налог на сверхприбыль	по шкале
15	Прочие налоги и отчисления в бюджет	1,50%
16	Цена реализации нефти на внешнем рынке, тенге/т	268 432
17	Цена реализации нефти на внутреннем рынке (без учета НДС), тенге/т	93 100
18	Цена транспортировки нефти на внешнем рынке, тенге/т	20 362
19	Цена транспортировки нефти на внутреннем рынке (без учета НДС), тенге/т	11 556
20	Год начала проекта	2025
21	Курс доллара США, тенге/доллар	490

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Для оценки экономически рентабельного КИН проводились расчеты прогнозных технологических показателей разработки.

Согласно основным положениям выбранных вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей в 2-х вариантах. С учетом технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик и добывных возможностей продуктивного пласта, принятых минимальных толщин для размещения скважин, анализа запасов нефти, по расчетным вариантам определено количество и расположение проектных скважин для бурения.

Предельная обводненность продукции при отключении скважин для месторождения Кара-Арна обоснована расчетами технологических и экономических показателей (98%).

С учетом фактического размещения добывающих скважин на периферийных частях залежей, в водонефтяных зонах минимальная нефтенасыщенная толщина пласта для размещения скважин составит не менее 4 м для всех объектов.

Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов за проектно-рентабельный период разработки по месторождению.

Вариант 1 (Базовый)

Проектно-рентабельный период разработки – 2025- 2038 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 987,5 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 9975,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 16697,1 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 60455,5 тыс.т.

Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 14137,6 тыс.м³.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 44534,6 тыс.м³.

Конечная обводненность – 95,6 %; Рентабельный КИН – 0,335 д.ед.

Вариант 2 (рекомендуемый)

Проектно-рентабельный период разработки – 2025- 2040 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 1133,1 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 10089,2 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 18825,3 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 62583,7 тыс.т.

Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 16041 тыс.м³.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 46438,0 тыс.м³.

Конечная обводненность – 95,6 %; Рентабельный КИН – 0,340 д.ед.

Таким образом, в целом по месторождению полученные прогнозные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов дают возможность выработать извлекаемые запасы по варианту разработки 2, как по самому рациональному варианту разработки. Он характеризуется высоким коэффициентом извлечения нефти, высокими темпами отбора нефти. Вариант 1 продолжающий реализацию текущей системы разработки является экономически не эффективным.

Основные технологические показатели и характеристика фонда скважин по месторождению в целом и объектам разработки по рекомендуемому 2 варианту приведены в таблицах 4.1.1-4.1.16, по 1 варианту – в табличных приложениях 1-16.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из наблюдательного фонда/консервации	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод нагн. скв. между горизонтами	Перевод скв. врем. дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатация бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин		Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость нагнетательных скважин, м³/сут
	Всего	Добыв.	Нагнет.								Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных	Всего	в т.ч. ОРЗ	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2025	2	2	0	1	3	3	1	6	223	156,6	0	0	0	168	168	18	4	1,9	24,9	203,2
2026	3	3	0	0	5	5	0	0	226	160,4	0	0	0	171	171	18	4	1,8	25,2	205,9
2027	0	0	0	1	3	3	0	0	226	160,4	0	0	0	172	172	18	4	1,7	24,8	206,2
2028	0	0	0	0	5	5	0	0	226	160,4	1	1	0	171	171	18	4	1,6	24,2	200,9
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	0	0	0	171	171	18	4	1,5	23,5	196,1
2030	0	0	0	0	0	0	0	1	226	160,4	0	0	0	170	170	19	4	1,4	22,8	180,6
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	2	2	0	168	168	19	4	1,3	22,1	173,2
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	0	0	0	168	168	19	4	1,2	21,4	166,7
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	2	2	0	166	166	19	4	1,2	20,7	159,9
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	0	0	0	166	166	19	4	1,1	20,1	153,6
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	0	0	0	166	166	19	4	1,0	19,4	148,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	9	9	0	157	157	19	4	1,0	18,6	137,7
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	0	0	0	157	157	19	4	0,9	17,9	132,3
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	5	5	0	152	152	19	4	0,8	17,4	125,7
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	5	5	0	147	147	19	4	0,8	16,7	119,6
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	4	4	0	143	143	19	4	0,7	16,1	113,5

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбор. закачкой, %
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м ³	Накопленная закачка воды, тыс.м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	108,3	1,1	9,6	9064,4	89,8	0,306	1436,7	1436,7	45195,2	44778,1	92,5	1201,8	31598,8	92
2026	106,7	1,1	10,4	9171,1	90,9	0,309	1453,0	1453,0	46648,2	46231,1	92,7	1217,7	32816,6	92
2027	101,1	1,0	11,0	9272,2	91,9	0,313	1449,9	1449,9	48098,1	47681,0	93,0	1219,5	34036,1	93
2028	94,1	0,9	11,5	9366,3	92,8	0,316	1408,9	1408,9	49507,0	49090,0	93,3	1187,8	35223,8	93
2029	87,6	0,9	12,1	9454,0	93,7	0,319	1368,3	1368,3	50875,3	50458,2	93,6	1159,5	36383,3	94
2030	81,7	0,8	12,9	9535,7	94,5	0,322	1322,2	1322,2	52197,5	51780,4	93,8	1127,1	37510,5	94
2031	76,3	0,8	13,8	9612,0	95,3	0,324	1271,2	1271,2	53468,7	53051,6	94,0	1080,8	38591,2	94
2032	71,3	0,7	14,9	9683,3	96,0	0,327	1224,8	1224,8	54693,4	54276,4	94,2	1040,6	39631,8	94
2033	66,7	0,7	16,4	9750,0	96,6	0,329	1178,0	1178,0	55871,5	55454,4	94,3	998,3	40630,0	94
2034	62,5	0,6	18,4	9812,5	97,3	0,331	1133,2	1133,2	57004,7	56587,6	94,5	958,5	41588,6	94
2035	58,6	0,6	21,2	9871,1	97,8	0,333	1093,2	1093,2	58097,9	57680,8	94,6	923,9	42512,5	94
2036	52,7	0,5	24,2	9923,8	98,4	0,335	994,7	994,7	59092,6	58675,5	94,7	859,6	43372,1	96
2037	48,2	0,5	29,1	9971,9	98,8	0,336	956,8	956,8	60049,4	59632,4	95,0	825,7	44197,8	96
2038	43,8	0,4	37,4	10015,8	99,3	0,338	909,8	909,8	60959,2	60542,2	95,2	784,8	44982,6	96
2039	38,8	0,4	53,0	10054,6	99,7	0,339	833,2	833,2	61792,4	61375,3	95,3	746,8	45729,4	99
2040	34,7	0,3	100,0	10089,2	100,0	0,340	791,3	791,3	62583,7	62166,7	95,6	708,6	46438,0	99

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект I. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из наблюдательного фонда/консервации	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв. временно дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатация бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экпл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин		Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость нагнетательных скважин, м³/сут
	Всего	Добыв.	Нагнет.							Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных	Всего	в т.ч. ОРЗ	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2025	0	0	0	1	1	2	3	114	73,6	0	0	0	106	106	8	2	2,0	21,3	201,8
2026	0	0	0	0	2	0	0	116	73,6	0	0	0	108	108	8	2	1,8	20,4	199,3
2027	0	0	0	0	2	0	0	118	73,6	0	0	0	110	110	8	2	1,6	19,6	204,2
2028	0	0	0	0	1	2	0	119	73,6	1	1	0	108	108	8	2	1,4	18,8	209,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	119	73,6	0	0	0	108	108	8	2	1,3	18,0	209,3
2030	0	0	0	0	0	0	1	119	73,6	0	0	0	107	107	9	2	1,2	17,2	186,2
2031	0	0	0	0	0	0	0	119	73,6	2	2	0	105	105	9	2	1,1	16,4	175,3
2032	0	0	0	0	0	0	0	119	73,6	0	0	0	105	105	9	2	1,0	15,7	166,5
2033	0	0	0	0	0	0	0	119	73,6	2	2	0	103	103	9	2	0,9	15,0	157,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	119	73,6	0	0	0	103	103	9	2	0,8	14,2	148,2
2035	0	0	0	0	0	0	0	119	73,6	0	0	0	103	103	9	2	0,8	13,6	141,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	119	73,6	0	0	0	103	103	9	2	0,7	12,9	134,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	119	73,6	0	0	0	103	103	9	2	0,6	12,3	127,2
2038	0	0	0	0	0	0	0	119	73,6	4	4	0	99	99	9	2	0,6	11,6	118,1
2039	0	0	0	0	0	0	0	119	73,6	0	0	0	99	99	9	2	0,5	11,0	110,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	119	73,6	4	4	0	95	95	9	2	0,5	10,5	101,8

Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект I. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Кэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбор. закачкой, %
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м3	Накопленная закачка воды, тыс.м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	69,7	2,9	12,0	1857,6	78,4	0,182	751,8	751,8	11678,8	11678,8	90,7	530,3	5508,1	78
2026	63,0	2,7	12,3	1920,6	81,1	0,188	720,2	720,2	12399,0	12399,0	91,2	523,8	6031,9	80
2027	57,1	2,4	12,7	1977,7	83,5	0,193	703,6	703,6	13102,6	13102,6	91,9	536,6	6568,6	84
2028	51,6	2,2	13,2	2029,3	85,7	0,199	672,9	672,9	13775,4	13775,4	92,3	549,3	7117,9	90
2029	46,7	2,0	13,8	2076,0	87,6	0,203	638,9	638,9	14414,3	14414,3	92,7	550,2	7668,1	95
2030	42,3	1,8	14,4	2118,3	89,4	0,207	607,9	607,9	15022,2	15022,2	93,0	550,6	8218,7	100
2031	38,3	1,6	15,3	2156,6	91,0	0,211	572,4	572,4	15594,6	15594,6	93,3	518,2	8736,9	100
2032	34,6	1,5	16,3	2191,2	92,5	0,214	541,8	541,8	16136,4	16136,4	93,6	492,2	9229,1	100
2033	31,3	1,3	17,6	2222,6	93,8	0,217	511,3	511,3	16647,7	16647,7	93,9	464,2	9693,3	100
2034	28,4	1,2	19,4	2250,9	95,0	0,220	483,0	483,0	17130,7	17130,7	94,1	438,3	10131,6	100
2035	25,7	1,1	21,7	2276,6	96,1	0,223	459,7	459,7	17590,4	17590,4	94,4	416,9	10548,5	100
2036	23,1	1,0	25,0	2299,7	97,1	0,225	437,2	437,2	18027,6	18027,6	94,7	396,2	10944,7	100
2037	20,5	0,9	29,6	2320,2	97,9	0,227	415,4	415,4	18443,0	18443,0	95,1	376,2	11320,9	100
2038	18,3	0,8	37,4	2338,4	98,7	0,229	385,8	385,8	18828,8	18828,8	95,3	349,3	11670,2	100
2039	16,3	0,7	53,2	2354,7	99,4	0,230	359,4	359,4	19188,2	19188,2	95,5	325,2	11995,4	100
2040	14,5	0,6	101,2	2369,2	100,0	0,232	332,9	332,9	19521,1	19521,1	95,7	301,1	12296,5	100

Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект Исп. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из наблюда-тельного фонда/консервации	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механи- зирова-ных	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2025	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	1,6	21,1
2026	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	1,4	21,0
2027	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	1,3	21,0
2028	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	1,2	20,8
2029	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	1,1	20,7
2030	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	1,0	20,5
2031	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	0,9	20,3
2032	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	0,8	20,1
2033	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	0,7	19,8
2034	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	0,7	19,5
2035	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	0,6	19,2

Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект Исп. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекае- мых запасов, %	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2025	4,9	3,4	13,9	113,5	78,8	0,069	65,8	65,8	670,1	670,1	92,5
2026	4,5	3,1	14,7	117,9	81,9	0,072	65,7	65,7	735,8	735,8	93,2
2027	4,1	2,8	15,7	122,0	84,7	0,074	65,4	65,4	801,2	801,2	93,8
2028	3,7	2,6	16,9	125,7	87,3	0,076	65,0	65,0	866,2	866,2	94,3
2029	3,4	2,4	18,5	129,1	89,7	0,079	64,6	64,6	930,8	930,8	94,8
2030	3,1	2,1	20,7	132,2	91,8	0,080	64,0	64,0	994,8	994,8	95,2
2031	2,8	2,0	23,8	135,0	93,8	0,082	63,4	63,4	1058,2	1058,2	95,6
2032	2,6	1,8	28,5	137,6	95,5	0,084	62,7	62,7	1120,9	1120,9	95,9
2033	2,3	1,6	36,3	139,9	97,2	0,085	61,9	61,9	1182,8	1182,8	96,2
2034	2,1	1,5	51,9	142,0	98,6	0,086	61,0	61,0	1243,7	1243,7	96,5
2035	1,9	1,3	100,0	144,0	100,0	0,088	60,0	60,0	1303,7	1303,7	96,8

Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект II. Месторождение Кара-Арна

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из наблюдательного фонда/консервации	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод нагн. скв. с других гор.	Перевод нагн. скв. на друг. гор.	Перевод скв. временно дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатация бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Фонд нагнетательных скважин осуш. ОРЗ горизонтов	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость нагнетательных скважин, м³/сут
	Всего	Добыв.	Нагнет.									Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных			Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2025	0	0	0	0	1	0	0	1	1	23	20,8	0	0	0	19	19	2	2	1,3	26,6	228,1
2026	0	0	0	0	3	1	0	0	0	26	20,8	0	0	0	21	21	2	2	1,8	27,7	267,1
2027	0	0	0	0	0	1	0	0	0	26	20,8	0	0	0	20	20	2	2	1,7	26,7	275,2
2028	0	0	0	0	2	2	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	2	2	1,7	26,7	267,9
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	2	2	1,7	26,6	266,9
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	2	2	1,6	26,4	265,5
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	2	2	1,6	26,3	263,7
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	2	2	1,5	26,0	261,6
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	2	2	1,5	25,8	259,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	2	2	1,5	25,5	257,2
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	2	2	1,4	25,2	253,9
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	2	2	1,4	24,8	249,2
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	2	2	1,3	24,5	245,3
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	2	2	1,2	24,0	241,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	2	2	1,1	23,6	236,4
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	2	2	1,1	23,1	231,6

Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект II. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Коеф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбор. закачкой, %
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м ³	Накопленная закачка воды, тыс.м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	9,3	0,9	5,4	893,0	84,6	0,264	184,5	184,5	5847,0	5841,6	95,0	149,8	2018,9	90
2026	13,2	1,2	8,1	906,2	85,9	0,268	202,0	202,0	6049,0	6043,6	93,5	175,5	2194,4	96
2027	12,8	1,2	8,6	919,0	87,1	0,272	199,8	199,8	6248,8	6243,4	93,6	180,8	2375,2	100
2028	12,5	1,2	9,2	931,6	88,3	0,276	194,6	194,6	6443,4	6438,0	93,6	176,0	2551,2	100
2029	12,2	1,2	9,9	943,8	89,5	0,279	193,9	193,9	6637,3	6631,9	93,7	175,4	2726,6	100
2030	11,9	1,1	10,7	955,7	90,6	0,283	192,9	192,9	6830,2	6824,8	93,8	174,5	2901,0	100
2031	11,6	1,1	11,7	967,3	91,7	0,286	191,6	191,6	7021,8	7016,4	93,9	173,3	3074,3	100
2032	11,3	1,1	12,9	978,6	92,8	0,290	190,1	190,1	7211,9	7206,5	94,0	171,9	3246,2	100
2033	11,0	1,0	14,4	989,6	93,8	0,293	188,3	188,3	7400,2	7394,8	94,1	170,2	3416,4	100
2034	10,8	1,0	16,4	1000,4	94,8	0,296	186,2	186,2	7586,5	7581,1	94,2	169,0	3585,3	100
2035	10,5	1,0	19,2	1010,8	95,8	0,299	183,9	183,9	7770,4	7765,0	94,3	166,8	3752,2	100
2036	9,9	0,9	22,4	1020,8	96,8	0,302	181,3	181,3	7951,7	7946,3	94,5	163,8	3915,9	100
2037	9,4	0,9	27,3	1030,1	97,6	0,305	178,5	178,5	8130,2	8124,9	94,8	161,1	4077,0	100
2038	8,8	0,8	35,6	1039,0	98,5	0,307	175,5	175,5	8305,7	8300,3	95,0	158,3	4235,4	100
2039	8,4	0,8	52,2	1047,3	99,3	0,310	172,2	172,2	8478,0	8472,6	95,1	155,3	4390,7	100
2040	7,9	0,7	103,1	1055,2	100,0	0,312	168,8	168,8	8646,8	8641,4	95,3	152,2	4542,9	100

Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект II Грабен. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из наблюдательного фонда/консервации	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв. врем. дающих нефть в ПИД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагнет.							Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2025	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,9	18,5
2026	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,8	18,5
2027	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,8	18,5
2028	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,8	18,4
2029	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,7	18,4
2030	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,7	18,3
2031	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,6	18,2
2032	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,6	18,1
2033	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,6	17,9
2034	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,5	17,8
2035	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,5	17,6
2036	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,4	17,4
2037	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,4	17,3
2038	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,4	17,1
2039	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,2	16,8
2040	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,1	16,6

Таблица 4.1.10 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект II Грабен. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Козф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2025	1,1	3,2	6,9	18,9	57,2	0,066	6,8	6,8	80,2	80,2	84,4
2026	1,0	3,1	7,3	19,9	60,4	0,070	6,8	6,8	86,9	86,9	84,7
2027	1,0	3,1	7,8	20,9	63,5	0,073	6,7	6,7	93,7	93,7	84,9
2028	1,0	3,0	8,3	21,9	66,5	0,077	6,7	6,7	100,4	100,4	85,0
2029	1,0	3,0	9,0	22,9	69,5	0,080	6,7	6,7	107,1	107,1	85,2
2030	1,0	3,0	9,7	23,9	72,5	0,084	6,7	6,7	113,8	113,8	85,4
2031	1,0	2,9	10,6	24,9	75,4	0,087	6,6	6,6	120,4	120,4	85,5
2032	0,9	2,9	11,6	25,8	78,2	0,090	6,6	6,6	127,0	127,0	85,6
2033	0,9	2,8	13,0	26,7	81,1	0,094	6,5	6,5	133,5	133,5	85,8
2034	0,9	2,8	14,7	27,7	83,8	0,097	6,5	6,5	140,0	140,0	85,9
2035	0,9	2,7	17,0	28,6	86,6	0,100	6,4	6,4	146,5	146,5	85,9
2036	0,9	2,7	20,1	29,5	89,3	0,103	6,4	6,4	152,8	152,8	86,0
2037	0,9	2,7	24,8	30,3	91,9	0,106	6,3	6,3	159,1	159,1	86,1
2038	0,9	2,6	32,5	31,2	94,6	0,109	6,2	6,2	165,4	165,4	86,1
2039	0,8	2,5	45,5	32,0	97,0	0,112	6,1	6,1	171,5	171,5	86,7
2040	0,8	2,3	78,9	32,8	99,4	0,115	6,1	6,1	177,6	177,6	87,3

Таблица 4.1.11 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект II вк. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из наблюдательного фонда/консервации	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв. врем. дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатация бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагнет.							Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2025	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
2027	0	0	0	1	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0	0,7	5,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0	0,7	5,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0	0,6	5,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0	0,6	5,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0	0,5	5,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0	0,5	4,9
2033	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0	0,4	4,9
2034	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0	0,4	4,9
2035	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0	0,4	4,9
2036	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0	0,3	4,8
2037	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0	0,3	4,8

Таблица 4.1.12 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект II вк. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2025	0,0	0,0	0,0	5,6	79,8	0,024	0,0	0,0	41,0	41,0	
2026	0,0	0,0	0,0	5,6	79,8	0,024	0,0	0,0	41,0	41,0	
2027	0,19	2,7	13,4	5,8	82,5	0,025	1,3	1,3	42,3	42,3	85,5
2028	0,17	2,5	14,2	6,0	85,0	0,026	1,3	1,3	43,6	43,6	86,7
2029	0,16	2,3	15,2	6,1	87,3	0,027	1,3	1,3	44,9	44,9	87,8
2030	0,15	2,1	16,5	6,3	89,4	0,027	1,3	1,3	46,2	46,2	88,8
2031	0,13	1,9	18,1	6,4	91,3	0,028	1,3	1,3	47,5	47,5	89,7
2032	0,12	1,8	20,2	6,5	93,1	0,028	1,3	1,3	48,8	48,8	90,5
2033	0,11	1,6	23,2	6,6	94,7	0,029	1,3	1,3	50,1	50,1	91,3
2034	0,10	1,5	27,8	6,7	96,2	0,029	1,3	1,3	51,4	51,4	92,0
2035	0,09	1,4	35,3	6,8	97,5	0,030	1,3	1,3	52,7	52,7	92,6
2036	0,09	1,2	50,0	6,9	98,8	0,030	1,3	1,3	54,0	54,0	93,2
2037	0,08	1,1	91,5	7,0	99,9	0,031	1,3	1,3	55,2	55,2	93,7

Таблица 4.1.13 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект III. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из наблюда-тельного фонда/консервации	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод нагн. скв. с других гор.	Перевод нагн. скв. на друг. гор.	Перевод скв. врем. дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплу-атац. бурение с начала разра-ботки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагне-тательных скважин		Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемис-тость нагнета-тельных скважин, м³/сут
	Всего	Добыв.	Нагнет.									Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. наг-нет.	Всего	Механи- зирован- ных	Всего	в т.ч. ОРЗ	Нефти, т/сут	Жид-кости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2025	2	2	0	0	1	1	1	0	2	40	46,0	0	0	0	28	28	12	4	2,1	38,1	132,3
2026	3	3	0	0	0	4	0	0	0	43	49,8	0	0	0	27	27	12	4	2,3	41,9	131,5
2027	0	0	0	0	1	2	0	0	0	44	49,8	0	0	0	26	26	12	4	2,5	45,0	127,4
2028	0	0	0	0	2	1	0	0	0	46	49,8	0	0	0	27	27	12	4	2,5	44,5	117,3
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	49,8	0	0	0	27	27	12	4	2,3	43,2	110,1
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	49,8	0	0	0	27	27	12	4	2,2	41,9	102,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	49,8	0	0	0	27	27	12	4	2,2	40,5	98,7
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	49,8	0	0	0	27	27	12	4	2,1	39,2	95,5
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	49,8	0	0	0	27	27	12	4	2,0	37,9	92,3
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	49,8	0	0	0	27	27	12	4	1,9	36,6	89,1
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	49,8	0	0	0	27	27	12	4	1,9	35,3	86,3
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	49,8	0	0	0	27	27	12	4	1,8	34,0	76,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	49,8	0	0	0	27	27	12	4	1,7	32,8	73,1
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	49,8	0	0	0	27	27	12	4	1,5	31,5	70,3
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	49,8	0	0	0	27	27	12	4	1,4	30,3	67,5
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	49,8	0	0	0	27	27	12	4	1,2	29,1	64,8

Таблица 4.1.14 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект III. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов		Компен-сация отбор. закач-кой, %
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м3	Накоп-ленная закачка воды, тыс.м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	21,7	0,3	7,0	6047,2	95,5	0,461	385,0	385,0	25991,3	25579,6	94,4	521,7	24071,8	150
2026	23,3	0,4	8,1	6070,5	95,8	0,462	415,9	415,9	26407,2	25995,5	94,4	518,4	24590,3	138
2027	24,3	0,4	9,2	6094,9	96,2	0,464	430,8	430,8	26838,0	26426,3	94,4	502,1	25092,3	129
2028	23,5	0,4	9,8	6118,3	96,6	0,466	426,7	426,7	27264,6	26853,0	94,5	462,4	25554,7	120
2029	22,7	0,4	10,5	6141,0	96,9	0,468	421,6	421,6	27686,2	27274,6	94,6	433,9	25988,6	114
2030	21,9	0,3	11,3	6162,9	97,3	0,469	408,6	408,6	28094,8	27683,1	94,6	402,1	26390,7	109
2031	21,1	0,3	12,3	6184,0	97,6	0,471	395,6	395,6	28490,4	28078,7	94,7	389,3	26780,0	109
2032	20,4	0,3	13,5	6204,3	97,9	0,473	382,6	382,6	28873,0	28461,4	94,7	376,5	27156,5	109
2033	19,7	0,3	15,0	6224,0	98,2	0,474	369,8	369,8	29242,8	28831,1	94,7	363,9	27520,4	109
2034	19,0	0,3	17,1	6243,0	98,5	0,476	357,0	357,0	29599,8	29188,2	94,7	351,3	27871,7	109
2035	18,3	0,3	19,9	6261,3	98,8	0,477	344,4	344,4	29944,2	29532,6	94,7	340,1	28211,8	109
2036	17,7	0,3	23,9	6278,9	99,1	0,478	331,9	331,9	30276,1	29864,5	94,7	299,6	28511,4	100
2037	16,3	0,3	29,1	6295,2	99,4	0,479	319,5	319,5	30595,7	30184,0	94,9	288,3	28799,8	100
2038	14,9	0,2	37,5	6310,1	99,6	0,481	307,4	307,4	30903,0	30491,4	95,1	277,2	29077,0	100
2039	13,3	0,2	53,7	6323,5	99,8	0,482	295,4	295,4	31198,4	30786,7	95,5	266,2	29343,2	100
2040	11,5	0,2	100,3	6335,0	100,0	0,483	283,6	283,6	31482,0	31070,3	95,9	255,4	29598,6	100

Таблица 4.1.15 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект III сп. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из наблюдательного фонда/консервации	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв. врем. дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатация бурения с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагнет.							Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2025	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	1,0	23,9
2026	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,9	23,8
2027	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,9	23,6
2028	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,9	23,4
2029	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,8	23,1
2030	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,8	22,8
2031	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,8	22,5
2032	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,8	22,1
2033	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,7	21,8
2034	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,7	21,4
2035	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,7	20,9
2036	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,6	20,5
2037	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,6	20,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,5	19,5

Таблица 4.1.16 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект III сп. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2025	1,74	1,2	9,1	128,6	88,1	0,168	42,8	42,8	886,9	886,9	95,9
2026	1,68	1,2	9,7	130,3	89,3	0,170	42,5	42,5	929,4	929,4	96,0
2027	1,62	1,1	10,3	131,9	90,4	0,172	42,2	42,2	971,6	971,6	96,2
2028	1,57	1,1	11,1	133,5	91,4	0,174	41,8	41,8	1013,4	1013,4	96,3
2029	1,51	1,0	12,1	135,0	92,5	0,176	41,3	41,3	1054,7	1054,7	96,3
2030	1,46	1,0	13,3	136,5	93,5	0,178	40,8	40,8	1095,5	1095,5	96,4
2031	1,41	1,0	14,8	137,9	94,4	0,180	40,2	40,2	1135,7	1135,7	96,5
2032	1,36	0,9	16,7	139,2	95,4	0,182	39,6	39,6	1175,3	1175,3	96,6
2033	1,31	0,9	19,4	140,5	96,3	0,183	38,9	38,9	1214,3	1214,3	96,6
2034	1,26	0,9	23,2	141,8	97,1	0,185	38,2	38,2	1252,5	1252,5	96,7
2035	1,18	0,8	28,1	143,0	97,9	0,186	37,5	37,5	1289,9	1289,9	96,9
2036	1,09	0,7	36,3	144,1	98,7	0,188	36,6	36,6	1326,6	1326,6	97,0
2037	1,02	0,7	53,1	145,1	99,4	0,189	35,8	35,8	1362,4	1362,4	97,2
2038	0,95	0,6	105,3	146,0	100,0	0,190	34,9	34,9	1397,3	1397,3	97,3

Таблица 4.1.17 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам

Наименование	Объекты						
	I – сеноманский горизонт южного поля	I сп – сеноманский горизонт северного поля	II – нижне-альбский горизонт южного поля	II вк – верхне-альбский горизонт восточного крыла	II Грабен – верхне-альбский горизонт Грабена	III – аптский горизонт южного поля	III сп – аптский горизонт северного поля
1	2	3	4	5	6	7	8
Плотность сетки доб.+нагнет.скв., $10^4 \text{ м}^2/\text{скв.}$	4	4	4	6,25	4	4	4
Проектный уровень добычи нефти, млн. т/год	0,0697	0,0049	0,0132	0,00019	0,0011	0,0243	0,00174
Темп отбора при проектном уровне (от утв. нач. извлекаемых запасов), %	2,9	3,4	1,2	2,7	3,2	0,4	1,2
Год выхода на проектный уровень	2025	2025	2026	2024	2025	2027	2025
Продолжительность проектного уровня, годы	1	1	2	3	1	3	1
Проектный уровень добычи жидкости, млн. т/год	1,453	0,0658	0,202	0,0013	0,0068	0,4308	0,0428
Проектный уровень закачки воды (раб. агентов), млн. м ³ /год	1,2195	0	0,1808	0	0	0,5217	0
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	119	9	28	4	3	46	6
в том числе: добывающих	110	9	21	1	1	28	5
нагнетательных	9	0	2	0	0	12	0
Фонд скважин для бурения, всего, шт.	0	0	0	0	0	5	0
в том числе: добывающих	0	0	0	0	0	5	0
нагнетательных	0	0	0	0	0	0	0
специальных	0	0	0	0	0	0	0
Накопленная добыча за проектный период, млн. т:							
нефти	0,5814	0,0354	0,1715	0,00139	0,015	0,3096	0,01916
жидкости	8,5942	0,6995	2,9841	0,0143	0,1041	5,8758	0,5531
Накопленная добыча с начала разработки, млн. т:							
нефти	2,3692	0,144	1,0552	0,007	0,0328	6,335	0,146
жидкости	19,5211	1,3037	8,6468	0,0552	0,1776	31,482	1,3973
Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,232	0,088	0,312	0,031	0,115	0,483	0,19
Средняя обводненность к концу разработки, %	95,7	96,8	95,3	93,7	87,3	95,9	97,3

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

В данном разделе приведены расчеты экономической эффективности вариантов разработки месторождения КараАрна, с целью выбора к реализации наиболее рациональной системы разработки для Недропользователя АО «Матен Петролеум». Для этих целей проведения технико-экономических расчетов была разработана модель, соответствующая условиям экономики компании и действующей налоговой системы РК. Оценка экономической эффективности разработки месторождения проводилась в соответствии с Кодексом «О недрах и недропользовании» и «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр».

Приведение разновременных затрат и результатов к единому моменту времени осуществляется путем приведения (дисконтирования) их к ценности в начальном периоде. В качестве момента времени, к которому приводятся денежные потоки, выступает год, предшествующий началу расчетов. Для данного проекта приняты различные ставки дисконтирования 5, 10, 15%.

Следует обратить внимание, что данные расчеты имеют определенную степень точности, и полученные результаты на последующих этапах проектирования могут, и, вероятнее всего, будут отличаться от текущих результатов, полученных на данном этапе проектирования с учетом имеющихся на текущий момент данных о месторождении. Профили затрат основываются на текущем состоянии проектирования и предполагают точность расчетов +15% /-15%. Предположения, сделанные по маркетингу и ценам реализуемой нефти, могут измениться в результате изменения политической и экономической ситуации в мире. Очевидно, что все вышеперечисленные факторы оказывают значительное влияние на расчетные показатели экономической эффективности проекта.

В расчете 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 данного проекта. Определена сумма как эксплуатационных затрат, валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли.

Такой расчет необходим для определения доходов государства Республики Казахстан, Заказчика проекта и является корректным.

Согласно условиям Контракта № 230 от 07.09.1998 г. на добычу углеводородного сырья на месторождении Кара-Арна Атырауской области Республики Казахстан, 80% нефти реализуется на экспорт и 20% на внутренний рынок.

Объемы реализации нефти приняты в 99,2%, т.е. технологические потери составляют 0,8% от добычи нефти. Проектируемая базовая цена реализации нефти на внешний рынок установлена в 268 432 тг/тонну и на транспортировку нефти 20 362 тг/тонну.

Цена на нефть при реализации на внутренний рынок составит 93 100 тг/тонну. Затраты на транспортировку нефти – 11 556 тг/тонну.

Источником дохода настоящего проекта является реализация добываемой на месторождении нефти. Выручка от реализации продукции рассчитана, исходя из объемов реализации продукции и цен на УВС, принятых к расчету. В таблице 4.2.1 приведен расчет дохода от продажи реализации нефти.

Таблица 4.2.1 – Расчет дохода от продажи продукции по рекомендуемому 2 варианту

Год	Объем добычи нефти	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС)
		Объем продажи			Цена реализации нефти		
		всего	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок	
1	2	3	4	5	6	7	8
2025	108,3	107,4	86,0	21,5	268 432	93 100	25 074 852
2026	106,7	105,8	84,7	21,2	273 800	94 962	25 193 796
2027	101,1	100,3	80,3	20,1	279 276	96 861	24 360 164
2028	94,1	93,3	74,7	18,7	284 862	98 798	23 116 938
2029	87,6	86,9	69,6	17,4	290 559	100 774	21 961 726
2030	81,7	81,1	64,9	16,2	296 370	102 790	20 887 895
2031	76,3	75,7	60,5	15,1	302 298	104 846	19 889 317
2032	71,3	70,7	56,6	14,1	308 344	106 943	18 960 330
2033	66,7	66,2	52,9	13,2	314 511	109 081	18 095 707
2034	62,5	62,0	49,6	12,4	320 801	111 263	17 290 617
2035	58,6	58,1	46,5	11,6	327 217	113 488	16 528 108
2036	52,7	52,3	41,8	10,5	333 761	115 758	15 167 680
2037	48,2	47,8	38,2	9,6	340 436	118 073	14 138 715
2038	43,8	43,5	34,8	8,7	347 245	120 435	13 127 252
2039	38,8	38,5	30,8	7,7	354 190	122 843	11 845 690
2040	34,7	34,4	27,5	6,9	361 274	125 300	10 806 839
Итого 2025-2040	1133,1	1124,1	899,3	224,8			296 445 627
2041	31,1	30,8	24,6	6,2	368 499	127 806	9 870 329
2042	27,8	27,6	22,1	5,5	375 869	130 362	9 025 490
2043	25,0	24,8	19,8	5,0	383 387	132 970	8 262 796
Итого 2025-2043	1 217,04	1 207,30	965,84	241,46			323 604 242

В расчетах учтено, что обеспечение необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будет осуществляться за счет собственных средств инвестора.

4.2.1 Показатели экономической оценки вариантов разработки

В данном разделе представлены исходные параметры и допущения, основные экономические показатели в части определения дохода от продажи углеводородного сырья, капитальных вложений и эксплуатационных затрат, необходимых для его получения, а также результаты распределения прибыли между Подрядчиком (Недропользователем) и Государством. В расчете отражены доходная часть и прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, подлежащие вычету при налогообложении прибыли, и капитальные вложения, необходимые для реализации данного проекта. Расчет произведен как для определения суммы эксплуатационных затрат, валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в текущих ценах национальной валюты тенге. За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году. Срок проекта – рентабельный период, т.е. период безубыточной добычи до момента, начиная с которого чистый недисконтированный доход (сальдо денежного потока) принимает только отрицательные значения. Первым годом реализации проекта принят 2025 год.

Эффективность проекта оценивалась системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, соответствующих требованиям органов Республики Казахстан и принятой мировой практики.

Для оценки проекта использовались следующие основные показатели эффективности:

- чистая прибыль (прибыль валовая за минусом налоговых отчислений, выплачиваемых из прибыли);

- денежные потоки наличности. Годовой денежный поток наличности определяется как разница между полученным совокупным годовым валовым доходом и затратами, полученными и произведенными в рамках действия Контракта на Недропользование;

- дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - (NPV) при норме дисконта равной 10- ти %;

- срок окупаемости капитальных вложений (продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости);

- внутренняя норма доходности или внутренняя норма прибыли (IRR или ВНП) – внутренней нормой доходности называется такое положительное число, что при норме дисконта = ВНП, чистый дисконтированный доход проекта обращается в ноль, при всех

больших значениях нормы дисконта - NPV отрицателен, при всех меньших значениях NPV положителен. Если не выполнено хотя бы одно из этих условий, считается, что ВВП не существует;

-удельные показатели по затратам.

Расчет показателей эффективности производился при определении денежных потоков. Применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта 2025 года, отражающий ценность прошлых и будущих поступлений (доходов) с современных позиций. Приведение делалось для того, чтобы, при вычислении значений интегральных показателей (IRR, NPV) исключить из расчета общее изменение масштаба цен, но сохранить (происходящее из-за инфляции) изменения в структуре цен. При выборе дифференцированной ставки процента (дисконтной) в процессе дисконтирования потока инвестиционного проекта учитывались следующие факторы:

- средний уровень ссудного процента (реальной депозитной ставки);
- темпы инфляции;
- премии за риск;
- премии за низкую ликвидность проекта.

Для данного проекта ставка дисконта принята на уровне 10%. Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности приведены в таблицах 4.2.1-4.2.2.

Таблица 4.2.1 – Расчет чистой прибыли предприятия в тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту

Год	Налого- облагаемая прибыль до переноса убытков	Налого- облагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подходный налог	Чистая прибыль после выплаты подходного налога	Налог на сверх- прибыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
1	2	3	4	5	6	7
2025	7 607 496	7 607 496	1 521 499	7 448 062	344 165	7 103 897
2026	7 148 444	7 148 444	1 429 689	6 791 083	83 399	6 707 684
2027	6 928 167	6 928 167	1 385 633	6 202 111	308 189	5 893 922
2028	6 635 510	6 635 510	1 327 102	5 689 094	232 786	5 456 308
2029	6 286 704	6 286 704	1 257 341	5 198 531	186 884	5 011 647
2030	5 759 545	5 759 545	1 151 909	4 627 256	94 471	4 532 785
2031	5 396 691	5 396 691	1 079 338	4 228 899	55 328	4 173 571
2032	4 846 606	4 846 606	969 321	3 714 447	14 531	3 699 917
2033	4 359 369	4 359 369	871 874	3 270 439	0	3 270 439
2034	3 995 771	3 995 771	799 154	2 943 758	0	2 943 758
2035	3 634 964	3 634 964	726 993	2 631 010	0	2 631 010
2036	2 964 932	2 964 932	592 986	2 070 854	0	2 070 854
2037	2 459 456	2 459 456	491 891	1 657 672	0	1 657 672
2038	1 782 515	1 782 515	356 503	1 105 150	0	1 105 150
2039	1 174 784	1 174 784	234 957	612 061	0	612 061
2040	672 796	672 796	134 559	205 575	0	205 575
Итого 2025-2040	71 653 752	71 653 752	14 330 750	58 396 002	1 319 753	57 076 249
2041	0	0	0	-446 695	0	-446 695
2042	0	0	0	-575 923	0	-575 923
2043	0	0	0	-959 531	0	-959 531

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ
ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

Итого 2025-2043	71 653 752	71 653 752	14 330 750	56 413 854	1 319 753	55 094 101
------------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	------------------	-------------------

Таблица 4.2.2 – Расчет потоков денежной наличности предприятия в тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту

Год	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	ВНП (IRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость дисконт %)		
					5,00%	10,00%	15,00%
1	2	3	4	5	6	7	8
2025	7 103 897	6 405 201	6 405 201	34,0%	6 100 191	5 822 910	5 569 740
2026	6 707 684	6 151 217	12 556 418	31,6%	5 579 335	5 083 650	4 651 204
2027	5 893 922	6 310 383	18 866 801	34,9%	5 451 146	4 741 084	4 149 179
2028	5 456 308	5 868 570	24 735 370	33,9%	4 828 087	4 008 312	3 355 374
2029	5 011 647	5 413 402	30 148 772	32,7%	4 241 542	3 361 297	2 691 417
2030	4 532 785	4 924 229	35 073 001	30,8%	3 674 536	2 779 599	2 128 880
2031	4 173 571	4 557 991	39 630 992	29,7%	3 239 279	2 338 970	1 713 518
2032	3 699 917	4 075 850	43 706 842	27,4%	2 758 696	1 901 414	1 332 403
2033	3 270 439	3 640 924	47 347 766	25,1%	2 346 972	1 544 107	1 034 978
2034	2 943 758	3 307 086	50 654 852	23,6%	2 030 264	1 275 025	817 461
2035	2 631 010	2 987 508	53 642 361	22,1%	1 746 734	1 047 104	642 145
2036	2 070 854	2 429 213	56 071 574	18,9%	1 352 677	774 022	454 037
2037	1 657 672	2 008 797	58 080 371	16,6%	1 065 308	581 877	326 486
2038	1 105 150	1 455 700	59 536 070	12,4%	735 227	383 331	205 732
2039	612 061	961 202	60 497 273	8,8%	462 355	230 104	118 126
2040	205 575	553 626	61 050 899	5,4%	253 623	120 485	59 163
Итого 2025-2040	57 076 249	61 050 899	61 050 899	25,8%	45 865 971	35 993 291	29 249 843
2041	-446 695	-104 816	60 946 083	-1,1%	-45 731	-20 737	-9 740
2042	-575 923	-233 673	60 712 410	-2,5%	-97 096	-42 028	-18 882
2043	-959 531	-622 136	60 090 273	-7,0%	-246 200	-101 724	-43 715
Итого 2025-2043	55 094 101	60 090 273	60 090 273	22,7%	45 476 944	35 828 802	29 177 506

4.2.2 Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат

4.2.2.1 Капитальные затраты

В расчетах экономических показателей разработки месторождения капитальные затраты проекта оценивались укрупнено по следующим направлениям: затраты в строительство скважин; затраты на надземное нефтепромысловое строительство.

Капитальные вложения в строительство скважин включают в себя: затраты на бурение новых добывающих скважин, перевод добывающих скважин под нагнетание и выбытия скважин.

Надземное строительство состоит из капитальных затрат на: обустройство проектных скважин, затраты на сопутствующее скважинное оборудование, обустройства выкидных линий для проектных скважин.

В составе капитальных вложений, также учтен резерв средств на проектно-изыскательные работы по утвержденному плану капитальных затрат на обустройство

промысла. Проектная стоимость бурения скважины подсчитана в зависимости от глубины бурения.

Таким образом, стоимость строительства 1 (одной) скважины принята с учетом всех вышеизложенных показателей. Продолжительность бурения и его окончания для каждой скважины определялось согласно нормативным данным по бурению. Так же капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться в Казахстане. Однако, также возможно приобретение оборудования и материалов у производителей из других стран при невозможности приобретения соответствующего оборудования в Казахстане, а также в случаях их неконкурентоспособности с другими аналогами по показателям качества и цены.

В 1 варианте предусматривается бурение 2-х добывающих вертикальных скважин. Во 2 рекомендуемом варианте предполагается бурение 1-й вертикальной и 4 наклонно-направленных скважины. В рекомендуемом варианте предлагается ОРЗ (одновременно-раздельная закачка) 4 нагнетательных скважин в 2025 году.

Результаты расчетов капитальных вложений по рекомендуемому 2 варианту представлены в таблице 4.2.2.1. по 1 варианту в Приложениях П17.

4.2.2.2 Эксплуатационные затраты

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными эксплуатационными показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти и газа. Расходы, понесенные предприятием, (операционные затраты) разделяются на расходы, относимые на себестоимость продукции и на расходы периода.

Расходы относимые на себестоимость продукции включают в себя все эксплуатационные затраты, производимые непосредственно на промысле. Расходы периода в свою очередь включают в себя общие и административные расходы и расходы по реализации продукции.

Расходы, относимые на себестоимость продукции включают:

- обслуживание скважин;
- материальные производственные затраты;
- электроэнергию, потребляемую на промысле;
- внутри промысловый сбор и транспорт нефти;
- амортизационные отчисления производственных фондов;
- обслуживание, текущий и капитальный ремонт основных фондов;

- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- налоги, отчисления и сборы в бюджет, входящие в себестоимость продукции;
- услуги сторонних организаций производственного и непроизводственного характера, необходимые на промысле;
- прочие необходимые затраты.

Расходы периода включают:

- оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);
- услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями;
- налоги и другие обязательные платежи в бюджет за исключением тех налогов и платежей, что платятся из прибыли;
- прочие затраты общепроизводственного назначения.

Затраты на профессиональное обучение казахстанских специалистов и затраты на НИОКР составят 1% от затрат на добычу по итогам прошлого года; расходы на социальное развитие региона – 1% от общей суммы инвестиций, по итогам предыдущего года.

Амортизационные отчисления, для целей налогообложения, определены по группам и подгруппам основных средств, в соответствии с Налоговым кодексом РК;

Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость, определены по производственному методу учета, за исключением амортизации нематериальных активов и исторических затрат, то есть в зависимости от извлекаемых запасов углеводородов, в соответствии со стандартом бухгалтерского учета РК № 20 «Учет и отчетность нефтегазодобывающей промышленности» и методическими рекомендациями к нему. Амортизационные отчисления по нематериальным активам и историческим затратам определяются, по линейному методу.

Результаты расчетов затрат, входящих в производственную себестоимость и расходы периода рекомендуемого 2 варианта приведены в таблице 4.2.2.2.-4.2.2.3 По 1 варианту - в табличных приложениях П18, П19.

Таблица 4.2.2.1 – Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы, тыс.тенге	Стоимость всего, тыс.тенге	Распределение капитальных вложений по годам строительства																		
						2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
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
I	Строительство скважин (подземное строительство)																							
1	Ввод добывающих вертикальных скважин	тыс.тенге	1	286 944	286 944	286 944	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Ввод добывающих наклонно-направленных скважин	тыс.тенге	4	373 027	1 492 109	373 027	1 119 082	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод добывающих скважин с других горизонтов	тыс.тенге	16	12 250	196 000	36 750	61 250	36 750	61 250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Перевод нагнетательных скважин с других горизонтов	тыс.тенге	1	12 250	12 250	12 250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	ОРЗ (одновременно-раздельная закачка) нагнетательных скважин	тыс.тенге	4	45 521	182 084	182 084	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Выбытие скважин	тыс.тенге	32	10 780	344 960	0	0	0	10 780	0	0	21 560	0	21 560	0	0	97 020	0	53 900	53 900	43 120	0	43 120	0
	Итого строительство скважин				2 514 347	891 055	1 180 332	36 750	72 030	0	0	21 560	0	21 560	0	0	97 020	0	53 900	53 900	43 120	0	43 120	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				2 639 098	891 055	1 203 938	38 235	76 439	0	0	24 280	0	25 261	0	0	120 632	0	69 725	71 120	58 034	0	60 378	0
II	Надземное строительство																							
1	Обустройство устья скважины	тыс.тенге	5	3 430	17 150	6 860	10 290	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Монтаж выкидных линий	тыс.тенге	5	4 900	24 500	9 800	14 700	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Строительство площадок	тыс.тенге	5	11 760	58 800	23 520	35 280	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Строительство ЛЭП-0,4 кВ и монтаж КТП	тыс.тенге	5	13 230	66 150	26 460	39 690	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Машины и оборудование:	тыс.тенге			98 000	49 000	49 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				264 600	115 640	148 960	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				267 579	115 640	151 939	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
III	Прочие расходы	тыс.тенге	10%		26 460	11 564	14 896	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин				2 805 407	1 018 259	1 344 188	36 750	72 030	0	0	21 560	0	21 560	0	0	97 020	0	53 900	53 900	43 120	0	43 120	0
	Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции				2 933 435	1 018 259	1 371 071	38 235	76 439	0	0	24 280	0	25 261	0	0	120 632	0	69 725	71 120	58 034	0	60 378	0

Таблица 4.2.2.2 – Расчет прямых эксплуатационных затрат, в тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту

Год	Расходы, относимые на себестоимость продукции										Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тн.нефти
	Затраты на материалы, химреагенты	Электро-энергия	ГСМ	Текущий ремонт и техобслуживание скважин	Работы и услуги произв.характера	Затраты на ТБ и ООС	ФОТ ППП	ГИС и мониторинг недр	НИОКР	Затраты на страхование		Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество	НДПИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2025	267 496	396 998	109 864	1 291 601	2 398 969	272 803	495 000	178 634	20 982	377 913	159 782	92 590	227 284	1 088 274	1 408 148	7 378 189	68 118
2026	268 765	398 881	110 385	1 340 958	2 410 349	274 097	504 900	185 146	61 238	377 913	407 302	94 442	242 743	1 093 198	1 430 382	7 770 316	72 827
2027	259 871	385 682	106 733	1 375 776	2 330 593	265 028	514 998	189 848	64 887	377 913	416 461	96 331	250 747	1 056 799	1 403 877	7 691 667	76 048
2028	246 609	365 999	101 286	1 395 133	2 211 651	251 502	525 298	192 626	52 754	377 913	412 262	98 257	249 090	1 002 654	1 350 002	7 483 034	79 524
2029	234 285	347 709	96 224	1 423 036	2 101 129	238 934	535 804	196 478	51 695	377 913	401 755	100 223	247 315	952 353	1 299 890	7 304 852	83 348
2030	222 830	330 708	91 519	1 443 008	1 998 393	227 251	546 520	200 408	49 771	377 913	391 444	102 227	245 122	905 604	1 252 953	7 132 718	87 279
2031	212 177	314 898	87 144	1 454 552	1 902 857	216 387	557 450	202 253	48 602	377 913	384 420	104 272	243 259	862 140	1 209 670	6 968 323	91 339
2032	202 267	300 189	83 074	1 483 643	1 813 979	206 280	568 599	206 298	47 670	377 913	375 933	106 357	241 531	821 712	1 169 599	6 835 445	95 867
2033	193 043	286 500	79 285	1 495 301	1 731 258	196 873	579 971	208 173	46 580	377 913	370 485	108 484	239 933	784 091	1 132 508	6 697 892	100 395
2034	184 454	273 754	75 758	1 525 207	1 654 233	188 114	591 571	212 337	45 838	377 913	363 328	110 654	238 450	749 066	1 098 170	6 590 676	105 455
2035	176 320	261 681	72 417	1 555 711	1 581 282	179 818	603 402	216 584	44 931	377 913	356 499	112 867	236 881	715 902	1 065 650	6 492 208	110 846
2036	161 807	240 142	66 456	1 500 792	1 451 127	165 018	615 470	210 168	44 306	377 913	358 358	115 124	236 345	656 858	1 008 327	6 199 886	117 656
2037	150 830	223 851	61 948	1 530 808	1 352 684	153 823	627 780	214 371	42 978	377 913	351 126	117 427	235 940	612 189	965 556	6 053 668	125 707
2038	140 040	207 837	57 516	1 511 697	1 255 915	142 819	640 335	212 447	41 017	377 913	350 549	119 775	235 264	568 296	923 336	5 861 421	133 715
2039	126 368	187 547	51 901	1 491 210	1 133 305	128 876	616 392	210 360	40 101	377 913	349 142	122 171	235 242	512 729	870 142	5 583 255	143 972
2040	115 286	171 099	47 350	1 479 645	1 033 915	117 574	666 205	209 397	37 895	377 913	348 051	124 614	235 248	467 686	827 548	5 431 877	156 604
Итого 2025-2040	3 162 448	4 693 475	1 298 863	23 298 079	28 361 641	3 225 195	9 189 696	3 245 528	741 246	6 046 600	5 796 897	1 725 814	3 840 393	12 849 550	18 415 757	107 475 426	1 648 700
2041	154 296	205 272	92 246	1 754 238	1 189 317	131 885	826 529	311 585	36 742	377 913	341 879	127 106	234 818	427 087	789 012	6 210 913	199 975
2042	96 283	142 896	39 545	1 496 362	863 490	98 193	693 120	212 477	43 538	377 913	342 249	129 649	234 495	390 469	754 612	5 160 677	185 348
2043	88 147	130 821	36 203	1 526 289	790 521	89 896	706 982	216 727	34 730	377 913	337 395	132 242	234 251	357 416	723 908	5 059 530	202 458
Итого 2025-2043	3 501 173	5 172 464	1 466 857	28 074 969	31 204 968	3 545 169	11 416 327	3 986 316	856 256	7 180 338	6 818 420	2 114 811	4 543 957	14 024 522	20 683 289	123 906 546	101 810

Таблица 4.2.2.3 – Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода, тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту

Год	Расходы периода					Затраты на транспорт нефти		Налоги и отчисления, входящие в расходы периода			Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации
	ФОТ АУП	Содержание АУП	Страхование АУП	Административно-управленческие расходы	Социальное развитие региона	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависимые от ФОТ АУП	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2025	250 560	444 528	54 155	10 829	69 231	1 998 635	2 737 797	3 013 237	47 078	6 471	8 632 520	20 982	73 551
2026	255 571	453 419	55 238	11 046	74 105	2 008 116	2 696 847	3 460 034	48 020	6 575	9 068 970	61 238	72 451
2027	260 683	462 487	56 343	11 266	60 416	1 941 669	2 753 135	3 345 546	48 980	6 610	8 947 135	64 887	68 680
2028	265 896	471 737	57 470	11 492	59 095	1 842 576	2 561 400	3 174 805	49 960	6 575	8 501 005	52 754	63 897
2029	271 214	481 171	58 619	11 722	57 144	1 750 498	2 385 686	3 016 152	50 959	6 575	8 089 741	51 695	59 513
2030	276 638	490 795	59 791	11 956	55 936	1 664 906	2 383 442	2 868 676	51 978	6 575	7 870 694	49 771	55 494
2031	282 171	500 611	60 987	12 195	54 962	1 585 313	2 224 998	2 731 534	53 017	6 506	7 512 295	48 602	51 805
2032	287 815	510 623	62 207	12 439	53 860	1 511 266	2 079 484	2 766 697	54 078	6 506	7 344 974	47 670	48 417
2033	293 571	520 835	63 451	12 688	53 083	1 442 350	2 075 457	2 640 531	55 159	6 436	7 163 562	46 580	45 303
2034	299 442	531 252	64 720	12 942	52 175	1 378 179	1 944 234	2 523 052	56 263	6 436	6 868 694	45 838	42 438
2035	305 431	541 877	66 014	13 200	51 548	1 317 402	1 822 053	2 411 787	57 388	6 436	6 593 136	44 931	39 771
2036	311 540	552 715	67 335	13 465	50 103	1 208 966	1 741 750	2 213 272	58 536	6 123	6 223 804	44 306	35 782
2037	317 771	563 769	68 681	13 734	48 127	1 126 951	1 591 755	2 063 126	59 706	6 123	5 859 743	42 978	32 701
2038	324 126	575 044	70 055	14 008	47 122	1 046 331	1 448 905	2 140 889	60 900	5 949	5 733 331	41 017	29 766
2039	330 609	586 545	71 456	14 289	44 843	944 181	1 357 219	1 931 883	62 118	5 775	5 348 918	40 101	26 333
2040	337 221	598 276	72 885	14 574	43 608	861 378	1 213 915	1 762 459	63 361	5 636	4 973 314	37 895	23 553
Итого 2025-2040	4 670 259	8 285 684	1 009 407	201 845	875 358	23 628 716	33 018 076	42 063 681	877 500	101 308	114 731 834	741 246	769 454
2041	392 965	855 242	108 643	63 866	51 168	786 732	1 147 366	593 057	64 628	5 636	4 069 302	36 742	0
2042	350 844	622 447	75 830	15 163	41 505	719 392	1 028 587	1 471 944	65 921	5 497	4 397 129	43 538	0
2043	357 861	634 895	77 346	15 466	40 330	658 601	923 203	1 347 558	67 239	5 497	4 127 996	34 730	0
Итого 2025-2043	5 771 930	10 398 268	1 271 226	296 340	1 008 360	25 793 441	36 117 232	45 476 240	1 075 287	117 938	127 326 262	856 256	769 454

4.2.3 Бюджетная эффективность проекта

Анализ бюджетной эффективности инвестиционного проекта показывает влияние результатов осуществляемого проекта на доходы и расходы бюджета Республики Казахстан. В качестве основного показателя доходов государства от реализуемого проекта принимается бюджетный эффект, который выражается в увеличении бюджетных доходов или снижении бюджетных расходов в результате реализации проекта. Основным документом, регламентирующим расчет бюджетной эффективности, является Налоговый кодекс РК. Все налоговые обязательства Недропользователя рассчитываются и уплачиваются в национальной валюте тенге.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

- НДС, при реализации продукции на внутреннем рынке - 12% от облагаемого оборота. Предполагается, что возмещение налога на добавленную стоимость (НДС) из бюджета государства производится за счет всех налогов, уплачиваемых предприятием в бюджет РК;

- налоги и сборы, зависящие от фонда оплаты труда: обязательные выплаты в фонд государственного социального страхования (социальный налог), обязательного медицинского страхования и Пенсионный Фонд, ИПН у источника;

- налог на имущество – 1,5% от среднегодовой остаточной стоимости основных фондов (балансовая стоимость с вычетом износа оборудования);

- НДПИ – в соответствии с налоговым законодательством выплачивается в зависимости от уровня годовой добычи за каждый отдельный год деятельности по скользящей шкале ставок от стоимости добытых углеводородов, исчисленной по средневзвешенной цене их реализации без учета косвенных налогов;

- рентный налог на экспортируемую сырую нефть начислен по скользящей шкале ставок, согласно НК РК;

- экспортная таможенная пошлина – по скользящей шкале ставок от продажи за тенге/тонну;

- корпоративный подоходный налог - 20% от налогооблагаемого дохода;

- налог на сверхприбыль начислен в процентах к размеру, превышающему 25% отношения чистого дохода к вычетам и т.д.

Результаты расчета бюджетной эффективности по рекомендуемому 2 варианту представлены в таблице 4.2.2.4 - 4.2.2.5, по 1 варианту представлены в приложениях П20, П21.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ
ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

Таблица 4.2.2.4 – Расчет налогооблагаемого дохода в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге

Год	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящиеся на 1 тн нефти	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход
1	2	3	4	5	6	7
2025	16 105 242	148 688	8 969 561	1 521 847	17 249 176	7 607 496
2026	16 972 975	159 079	8 220 772	1 479 630	18 074 692	7 148 444
2027	16 772 368	165 830	7 587 745	1 076 039	17 470 495	6 928 167
2028	16 100 690	171 105	7 016 196	792 948	16 515 725	6 635 510
2029	15 505 802	176 920	6 455 872	570 922	15 698 812	6 286 704
2030	15 108 676	184 876	5 779 165	411 064	15 141 828	5 759 545
2031	14 581 025	191 125	5 308 237	295 966	14 499 078	5 396 691
2032	14 276 505	200 228	4 683 768	213 096	14 111 689	4 846 606
2033	13 953 337	209 147	4 142 313	153 429	13 728 853	4 359 369
2034	13 547 646	216 772	3 742 913	110 469	13 280 202	3 995 771
2035	13 170 046	224 861	3 358 002	79 538	12 871 671	3 634 964
2036	12 503 778	237 286	2 663 841	57 267	12 183 133	2 964 932
2037	11 989 090	248 958	2 149 563	41 232	11 652 409	2 459 456
2038	11 665 536	266 122	1 461 653	29 687	11 317 310	1 782 515
2039	10 998 607	283 614	847 018	21 375	10 642 070	1 174 784
2040	10 466 638	301 758	340 135	15 390	10 104 116	672 796
Итого 2025-2040	223 717 960	197 431	72 726 753	6 869 898	224 541 258	71 653 752
2041	10 316 957	332 178	-446 695	11 081	9 950 125	0
2042	9 601 344	344 836	-575 923	7 978	9 231 410	0
2043	9 222 257	369 030	-959 531	5 744	8 850 088	0
Итого 2025-2043	252 858 518	207 766	70 744 604	6 894 701	252 572 881	71 653 752

Таблица 4.2.2.5 – Расчет бюджетной эффективности 2 варианта разработки, тыс. тенге

Год	ДОХОД ГОСУДАРСТВА, тыс.тенге												Дисконтированный доход РК при		
	Социаль ный налог	ИПН	Экспортна я таможенн ая пошлина на нефть	Налог на имуществ о	Аренда земель ных участк ов	Рентный налог на экспорт	НДПИ на добычу нефти и газа	Прочие налоги и платежи в бюджет	КПН	НСП	Суммарный доход РК	5,0%	10,0%	15,0%	
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16	
2025	73 159	66 509	2 737 797	227 284	49	3 013 237	1 088 274	6 471	1 521 499	344 165	9 078 444	8 646 137	8 253 131	7 894 299	
2026	74 623	67 839	2 696 847	242 743	50	3 460 034	1 093 198	6 575	1 429 689	83 399	9 154 996	8 303 851	7 566 113	6 922 492	
2027	76 115	69 196	2 753 135	250 747	51	3 345 546	1 056 799	6 610	1 385 633	308 189	9 252 021	7 992 243	6 951 180	6 083 354	
2028	77 637	70 579	2 561 400	249 090	52	3 174 805	1 002 654	6 575	1 327 102	232 786	8 702 682	7 159 718	5 944 049	4 975 787	
2029	79 190	71 991	2 385 686	247 315	53	3 016 152	952 353	6 575	1 257 341	186 884	8 203 541	6 427 689	5 093 753	4 078 610	
2030	80 774	73 431	2 383 442	245 122	54	2 868 676	905 604	6 575	1 151 909	94 471	7 810 058	5 827 986	4 408 574	3 376 504	
2031	82 389	74 900	2 224 998	243 259	55	2 731 534	862 140	6 506	1 079 338	55 328	7 360 447	5 230 932	3 777 073	2 767 065	
2032	84 037	76 398	2 079 484	241 531	56	2 766 697	821 712	6 506	969 321	14 531	7 060 272	4 778 670	3 293 669	2 308 015	
2033	85 718	77 925	2 075 457	239 933	57	2 640 531	784 091	6 436	871 874	0	6 782 023	4 371 752	2 876 240	1 927 874	
2034	87 432	79 484	1 944 234	238 450	59	2 523 052	749 066	6 436	799 154	0	6 427 367	3 945 846	2 478 028	1 588 747	
2035	89 181	81 074	1 822 053	236 881	60	2 411 787	715 902	6 436	726 993	0	6 090 365	3 560 911	2 134 636	1 309 083	
2036	90 965	82 695	1 741 750	236 345	61	2 213 272	656 858	6 123	592 986	0	5 621 055	3 130 014	1 791 041	1 050 615	
2037	92 784	84 349	1 591 755	235 940	62	2 063 126	612 189	6 123	491 891	0	5 178 220	2 746 121	1 499 946	841 606	
2038	94 640	86 036	1 448 905	235 264	63	2 140 889	568 296	5 949	356 503	0	4 936 546	2 493 291	1 299 947	697 675	
2039	96 532	87 757	1 357 219	235 242	65	1 931 883	512 729	5 775	234 957	0	4 462 159	2 146 375	1 068 205	548 375	
2040	98 463	89 512	1 213 915	235 248	66	1 762 459	467 686	5 636	134 559	0	4 007 543	1 835 902	872 158	428 265	
Итого 2025- 2040	1 363 641	1 239 673	33 018 076	3 840 393	913	42 063 681	12 849 550	101 308	14 330 750	1 319 753	110 127 740	78 597 438	59 307 744	46 798 366	
2041	100 432	91 302	1 147 366	234 818	67	593 057	427 087	5 636	0	0	2 599 766	1 134 269	514 350	241 586	
2042	102 441	93 128	1 028 587	234 495	69	1 471 944	390 469	5 497	0	0	3 326 629	1 382 283	598 323	268 809	
2043	104 490	94 991	923 203	234 251	70	1 347 558	357 416	5 497	0	0	3 067 475	1 213 904	501 557	215 537	
Итого 2025- 2043	1 671 004	1 519 094	36 117 232	4 543 957	1 119	45 476 240	14 024 522	117 938	14 330 750	1 319 753	119 121 609	82 327 894	60 921 974	47 524 297	

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

На основе расчетов динамики добычи нефти и технико-экономической оценки по основным вариантам разработки были определены расчетные КИН за экономически рентабельный период эксплуатации месторождения.

В таблице 4.3.1 представлено сопоставление расчетных коэффициентов нефтеизвлечения с ранее утвержденными. Как видно из нее по рекомендуемому варианту 2 представленный КИН достигает утвержденный.

Таблица 4.3.1 – Сравнение утвержденных и рекомендуемых КИН

Объект	Горизонт	Категория запасов	Ранее утвержденные		Рекомендуемые	
			КИН, д.ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	КИН, д.ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т
I	K _{2c} ЮП	B	0,232	2369	0,232	2369,2
I сп	K _{2c} СП	C ₁	0,088	144	0,088	144
II	K _{1a1} ЗК	A	0,312	1055	0,312	1055,2
II грабен	K _{1a13} -A; K _{1a13} -B	C ₁	0,115	33	0,115	32,8
II вк	K _{1a13} ВК	C ₁	0,031	7	0,031	7,0
III	K _{1a} ЮП	A	0,483	6335	0,483	6335,0
III сп	K _{1a} СП	C ₁	0,190	146	0,190	146,0
Итого по месторождению		A		7390,0		7390,0
		B		2369,0		2369,0
		C ₁		330,0		330,2
		A+B+C ₁	0,340	10089,0	0,340	10089,2

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.

Были рассмотрены технико-экономические показатели 2 вариантов разработки.

По первому варианту разработки месторождения суммарные поступления за 14 лет рентабельного периода составят 254 280,3 млн.тенге. Предполагается бурение 2-х новых вертикальных скважин. За этот период будет добыто 987,5 тыс.тонн нефти, достигается КИН - 0,335 д.ед. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5, 10, 15%, составят за рентабельный проектный период после налогообложения, соответственно 38 856, 007 млн.тенге; 31 632, 278 млн.тенге; 26 449, 136 млн.тенге. Капитальные затраты составят 1 437,0 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны нефти составит 196 872,3 тенге.

Второй рекомендуемый вариант по сравнению с 1 вариантом разработки месторождения имеет наиболее привлекательные экономические показатели. Суммарные поступления за 16 лет рентабельного периода составят 296 445,6 млн.тенге, при общих капитальных затратах 2 873,1 млн.тенге. За этот период будет добыто 1 133,1 тыс.тонн нефти, КИН – 0,340 д.ед. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5, 10, 15%, составят – 45 865, 971 млн.тенге; 35 993, 291 млн.тенге; 29 249,843 млн.тенге. Капитальные затраты составят 2 873,1 млн.тенге. Себестоимость нефти составит 197 432,0 тенге. Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 25,8 %.

Индекс доходности компании при дисконте 10% ($PI = 17,724$) превышает 1, указывая на то, что данный вариант экономически привлекателен.

С точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей 2 вариант является наиболее целесообразным. Данный вариант по показателям является более привлекательным для предприятия и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду.

Таким образом, 2 вариант с точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей обеспечивает наибольшую экономическую выгоду, что наглядно видно на рис.5.1.1 -5.1.2. В связи с этим данный вариант рекомендован к реализации.

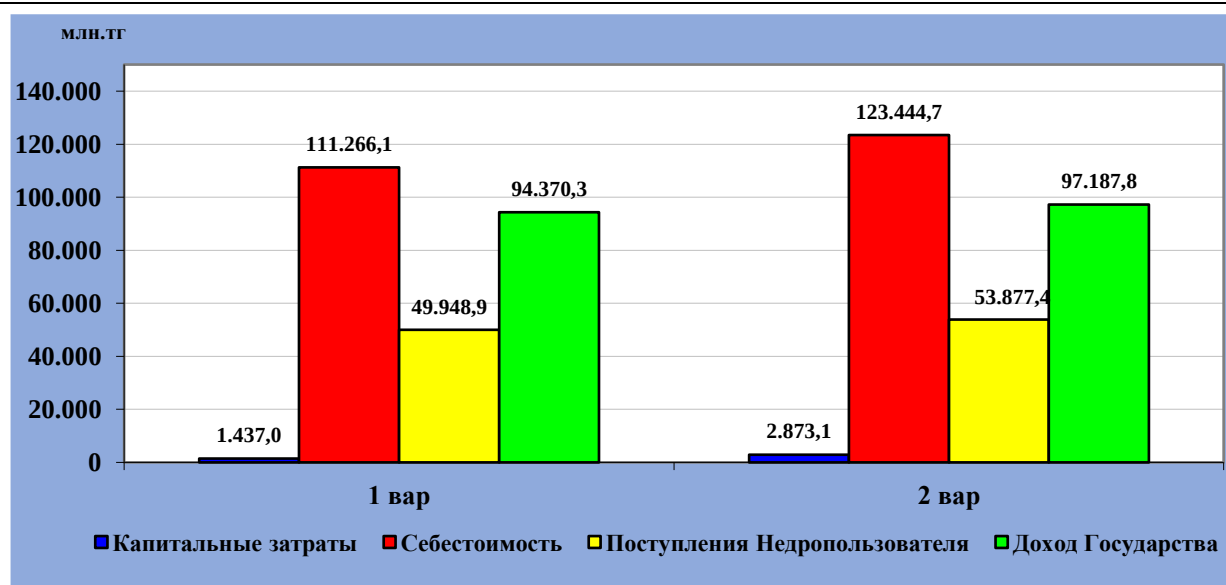


Рисунок 5.1.1 – Сравнение экономических показателей по вариантам за проектный рентабельный период

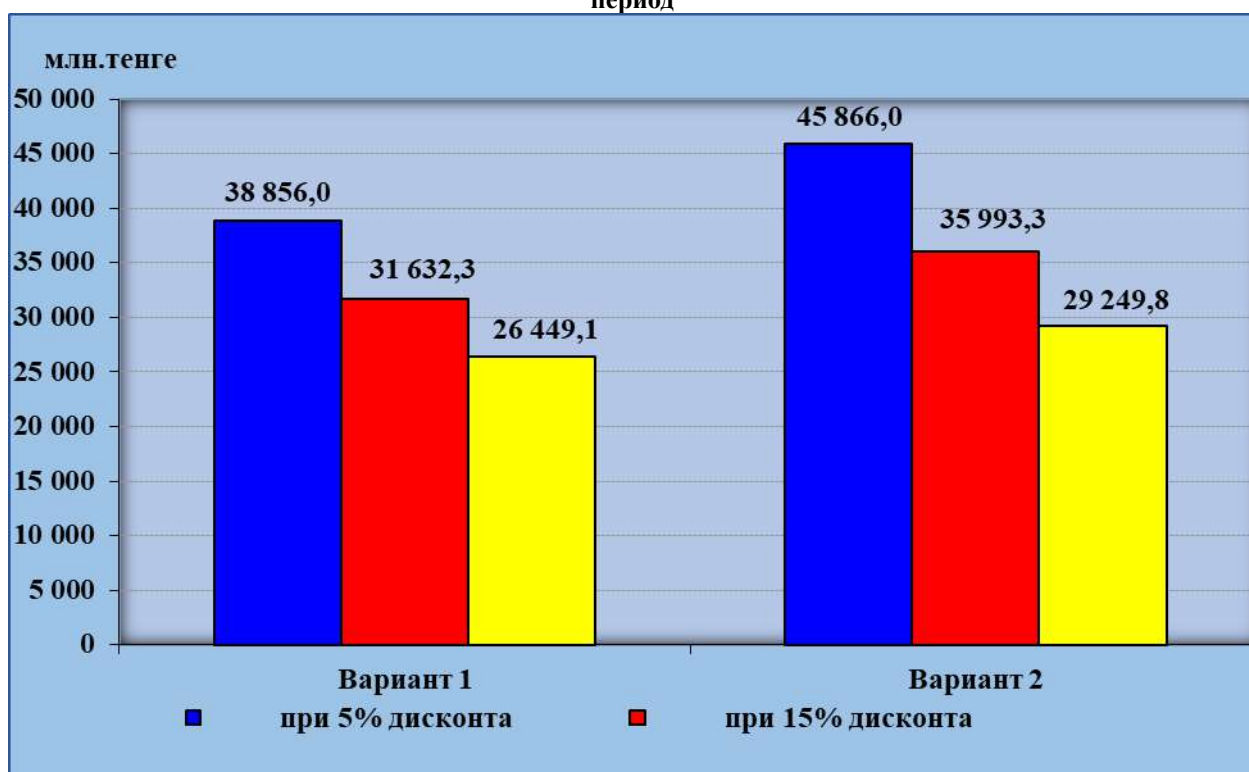


Рисунок 5.1.2 – Чистые дисконтированные поступления при ставках дисконта 10, 15, 20%, по вариантам за проектный рентабельный период

Результаты расчетов технико-экономических показателей за рентабельный период и сравнительный анализ экономических показателей по вариантам разработки представлены в таблице 5.1.1.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Таблица 5.1.1 – Техничко-экономические показатели вариантов разработки, млн.тенге

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2 рекомендуемый	
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный
1	Период расчета, годы	2025-2045 (21 лет)	2025-2038 (14 лет)	2025-2043 (19 лет)	2025-2040 (16 лет)
2	Ввод добывающих скважин, шт.	2	2	5	5
3	Выбытие скважин, шт.	94	35	32	28
4	Суммарная добычи нефти, тыс.т	1 136,7	987,5	1 217,0	1 133,1
5	Добыча жидкости, тыс.т	20 444	16 697	20 969	18 825
6	Закачка воды, тыс.м ³	17 490	14 138	17 962	16 041
7	Суммарная продажа нефти, тыс.т	1 127,6	979,6	1 207,3	1 124,1
8	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге	301 976,6	254 280,3	323 604,2	296 445,6
9	Эксплуатационные затраты ,без амортизации, млн.тенге	245 830,6	191 523,7	246 041,2	217 922,0
	- прямые затраты	100 872,4	76 232,9	97 174,3	84 032,2
	- налоги и платежи, относимые на вычеты	96 572,1	79 505,6	102 395,8	93 599,7
	- расходы периода	48 386,2	35 785,2	46 471,1	40 290,0
	в т.ч. налоговые платежи от ФОТ АУП	1 213,8	752,0	1 075,3	877,5
10	Эксплуатационные затраты с учетом амортизации, млн.тенге	250 294,1	194 419,0	252 859,6	223 718,9
11	Средние общие затраты на 1 т нефти, тенге/т, с учетом амортизации	220 192,2	196 872,3	207 766,7	197 432,0
12	Капитальные вложения (без НДС), млн.тенге	2 335,1	1 437,0	2 933,4	2 873,1
	- в строительство скважин	2 152,2	1 254,1	2 639,1	2 578,7
	- в нефтепромысловое строительство	182,9	182,9	294,3	294,3
13	Удельные капитальные вложения, тенге/т	2 054,3	1 455,2	2 410,3	2 535,5
14	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.тенге	38 745,8	46 924,7	55 094,1	57 076,2
15	Корпоративный подоходный налог, млн.тенге	11 486,5	11 486,5	14 330,8	14 330,8
16	Налог на сверхприбыль, млн.тенге	1 450,2	1 450,2	1 319,8	1 319,8
17	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10 %, млн.тенге	30 563,6	31 632,3	35 828,8	35 993,3
18	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR), %	16,3%	24,0%	22,7%	25,8%
19	Накопленный поток денежной наличности, млн.тенге	42 480,8	49 326,5	60 090,3	61 050,9
20	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	110 722,6	93 194,3	119 121,6	110 127,7
21	Коэффициент извлечения нефти КИН, %	34,0%	33,5%	34,3%	34,0%

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

По состоянию на 01.01.2025 г. эксплуатационный фонд скважин месторождения Кара-Арна составляет 171 единиц, все скважины - в действующем фонде.

122 скважины эксплуатируются с применением скважинных штанговых насосных установок (СШНУ), остальные скважины – с применением винтовой насосной установки (ВШНУ).

Скважины 162Н, 163Н, 167Н, 468Н, 470Н, 475Н, 476Н имеют горизонтальные стволы.

Фонд нагнетательных скважин составляет 12 единиц, из них 9 скважин - в действующем фонде, 3 скважины – в бездействии.

Работа скважин осложняется тем, что в составе нефти сеноманских отложений содержание парафина составляет до 2%, смол - до 20,86%, асфальтенов – до 2,97%, в составе нефти альбских отложений содержание парафина составляет до 0,84%, смол - до 19,34%, асфальтенов – до 2,01%, в составе нефти аптских отложений содержание парафина составляет до 1,12%, смол - до 19,24%, асфальтенов – до 3,55%.

Эксплуатация скважин, оборудованных штанговыми глубиннонасосными установками (СШНУ)

По состоянию на 01.01.2025 г. с использованием СШНУ работают 122 скважин.

Наземными приводами ШГН служат станки-качалки типа СК и станки-качалки дезаксиальные типа СКД с наибольшей допустимой нагрузкой на головку балансира в точке подвеса штанг 3, 4, 5, 6 и 8 т (СК-3, СК-4, СК-5, СК-6, СК-8, СКД-3, СКД-4 и СКД-6), а также приводы штанговых глубинных насосов обычного типа - ПШГН и тумбового типа - ПШГНТ.

Для подъема жидкости на поверхность используются скважинные одноплунжерные, одноступенчатые насосы невставного (трубного) исполнения с ловителем типа НН-2Б с условным диаметром 44, 57 и 68 мм и цельным безвтулочным цилиндром. Насосы спускаются в скважину (5" и 6" эксплуатационную колонну) на колонне НКТ диаметром 73 и 89 мм (группа прочности Д, неравнопрочные по ГОСТ 633-80).

Насосы спускаются в скважину на глубину от 5 м (скважины 52, 413, 418, 436) до 550 м (скважины 93, R-2) выше верхних отверстий интервала перфорации.

Насосы погружены под динамический уровень на глубину от 45-50 м (скважины

421, 469) до 720-760 м (скважины 10, 70, 116).

Характеристика работы скважин, оборудованных СШНУ, представлена в таблице 6.1.1.

В таблице приведён анализ работы скважин, разрабатывающих I, Исп, II, III объекты в зависимости от условного диаметра применяемого скважинного глубиннонасосного оборудования.

Таблица 6.1.1 – Характеристика работы насосных установок СШНУ, применяемых на месторождении

Тип скважинного насоса	Объект, горизонт	№№ скв	Число качаний в мин	Длина хода, м	Параметры работы скважин (по состоянию на 01.01.2025 г.)			
					дебит нефти т/сут	дебит ж-сти т/сут	% воды	Н дин, м
НН-2Б 44	I ЗК ЮП K2s	16, 432, 446	4,0-6,5	2,0-3,0	1,6-2,2	14,1-24,8	88,3-92,2	0-43,9
НН-2Б 57		1, 1a, 7, 9, 22, 25, 26, 29, 30, 52, 53, 54, 59, 60, 67, 68, 69, 72, 77, 80, 81, 83, 84, 85, 91, 94, 96, 98, 108, 115, 119, 123, 124, 132, 135, 138, 140, 145, 153, 158, 309, 313, 314, 320, 401, 405, 408, 409, 410, 411, 413, 416, 418, 419, 420, 421, 423, 424, 426, 427, 429, 431, 435, 436, 437, 439, 441, 443, 445, 447, 448, 450, 451, 455, 458, 469, K-2	2,5-7,5	0,75-3,5	0,5-3,8	6,0-41,3	62,5-97,5	0-468
НН-2Б 68		92, K-1	5,0	0,9-1,3	1,5-1,7	26,5-27,8	93,8-94,5	0-25,5
НН-2Б 57	Исп ЗК СП K2s	32, 49	3,0-4,0	0,9-1,5	1,3-1,6	10,4-15,8	84,1-92,0	0-55,2
НН-2Б 57	II ЗК ЮП K _{1al1}	10, 50, 70, 78, 86, 97, 116, 118, 121, 126, 131, 133, 137, 143	3,3-6,0	1,4-3,0	0,5-1,5	8,4-43,2	82,5-97,8	0-282
НН-2Б 68		85a, 155	5,5-7,0	2,0-2,1	1,1-2,3	29,8-44,8	95,0-96,2	0-26,1
НН-2Б 57	III ЗК ЮП K _{1a}	5, 6, 19, 62, 64, 65, 74, 82, 89, 93, 129, 130, 144, 146, 154, 159, R-2	4,0-6,0	1,2-3,0	0,6-2,3	12,4-41,1	89,2-98,0	0-65
НН-2Б 68		117, 122, 127, 157	6,0-6,2	2,1-2,5	0,6-2,3	19,8-83,9	93,8-98,0	0-51,5

I объект разрабатывают 82 скважины. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2025 г. составляет от 0,5 до 3,8 т/сут, жидкости – от 6,0 до 41,3 т/сут, обводнённость – от 62,5 до 97,5%. Скважины работают с числом качаний от 4,0 до 7,5 об/мин, с длиной хода от 0,75 до 3,5 м при динамическом уровне от 0 м до 468 м.

Исп объект разрабатывают 2 скважины. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2025 г. составляет от 1,3 до 1,6 т/сут, жидкости – от 10,4 до 15,8 т/сут, обводнённость – от 84,1 до 92%. Скважины работают с числом качаний от 3,0 до 4,0 об/мин, с длиной хода 0,9-1,5 м при динамическом уровне от 0 до 55,2 м.

II объект разрабатывают 16 скважин. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2025 г. составляет от 0,5 до 2,3 т/сут, жидкости – от 8,4 до 44,8 т/сут, обводнённость – от 82,5 до 97,8%. Скважины работают с числом качаний 3,3-7,0 об/мин, с длиной хода 1,4-3,0 м при динамическом уровне 0-282 м.

III объект разрабатывают 21 скважин. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2025 г. составляет от 0,6 до 2,3 т/сут, жидкости – от 12,4 до 83,9 т/сут, обводнённость – от 89,2 до 98%. Скважины работают с числом качаний от 4,0 до 6,2 об/мин, с длиной хода от 1,2 до 3,0 м при динамическом уровне от 0 м до 65 м.

Добыча нефти механизированным способом с использованием глубинных штанговых насосов является рекомендуемым способом эксплуатации, поскольку фактические (прогнозные) дебиты лежат в области применения этих насосов.

В соответствии с прогнозными среднесуточными дебитами жидкости рекомендуются скважинные одноплунжерные, одноступенчатые насосы невставного (трубного) исполнения с ловителем типа НН-2Б с условным диаметром 44, 57 и 68 мм и цельным безвтулочным цилиндром и насосно-компрессорные трубы диаметром 73 и 89 мм группы прочности Д. При данных условиях и глубин подвесок насосов будут соответствовать станки-качалки грузоподъемностью 3, 4, 5, 6 и 8 тонн.

Для обеспечения значений проектных дебитов жидкости могут быть использованы применяемые на месторождении насосные установки.

На устьях скважин рекомендуется применение устьевого оборудования, где колонна насосно-компрессорных труб расположена эксцентрично относительно оси скважины, что позволяет проводить исследовательские работы через затрубное пространство.

Для уплотнения полированного штока рекомендуется использование сальников с самоуплотняющимися головками типа СУСГ-2.

Эксплуатация скважин винтовыми штанговыми насосными установками (ВШНУ)

По состоянию на 01.01.2025 г. с использованием винтового насоса работают 50 скважин, разрабатывающие I, Исп, II, II Грабен, III, IIIсп объекты.

Устьевое оборудование состоит из устьевого привода (электродвигатель, ведущий и ведомый шкивы, устьевой сальник), трансформатора и шкафа управления. Устьевые приводы ВШНУ обеспечивают возможность изменения режима откачки увеличением или уменьшением числа оборотов вращения ротора.

Для подъема жидкости на поверхность используются:

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

- насосы GLB 230 DT 27 производства КНР производительностью 32 и 56 м³/сут при частоте вращения двигателя 50-70 Гц.
- винтовые штанговые насосные установки фирмы «KUDU» производительностью 32 м³/сут при частоте вращения двигателя 80 Гц.
- эксцентриковые винтовые насосы фирмы Netzs, производства Германии производительностью 43 м³/сут при частоте вращения двигателя 30 Гц. Насосный узел состоит из ротора, статора, патрубка с упорным пальцем, динамического якоря.
- насосы «LIFTEG» производительностью 32, 40, 56 м³/сут при частоте вращения двигателя 40-110 Гц.

Все винтовые насосы спущены в скважины выше верхних отверстий интервала перфорации от 5-10 м (скважины 66, 88, 95а, 166, 472) до 400-500 м (скважины 162, 163, 165, 475, R-9).

Винтовые насосы погружены под динамический уровень на глубину от 45-50 м (скважины 407, 428) до 500 м (скважины 128, 141, 161, 165).

Характеристика работы скважин, оборудованных ВШНУ, представлена в таблице 6.1.2.

Таблица 6.1.2 – Характеристика работы насосных установок ВШНУ, применяемых на месторождении

Объект, горизонт, крыло	Тип насоса	Используемые винтовые насосы	№ скв	Параметры работы скважин (по состоянию на 01.01.2025 г.)			
				дебит нефти т/сут	дебит жидкости т/сут	% воды	Ндин, м
I ЗК ЮП K2s	ВН-15, 32 м ³	Lifteg GLB-23DT	2SH, 56, 66, 79SH, 88, 95а, 167H, 406, 407, 412, 415, 425, 428, 438SH, 442, 460, 465, 471, 472, 473, 474, 475SH, 476SH	1,2-4,7	9,5-34,3	75,1-95,3	0-438
	ВН-43, 56 м ³	Lifteg GLB-23DT Neitsh	75, 454SH, 464, 470	1,2-2,1	13,9-32,7	90,7-96,1	0-445
Исп ЗК СП K2s	ВН-32м ³	Lifteg	166, 461, 462, 463, 466, 467, 468	1,0-1,9	13,8-37,7	88,2-96,2	0-223
II ЗК ЮП K1a1	ВН-32м ³	н.д.	139, 161	1,2-1,5	27,9-40,5	95,8-96,3	0-193
II Грабен ЮП K1a3	н.д.	н.д.	R-9	2,5	18,2	86,0	110
III ЗК ЮП K1a	ВН-32м ³	KUDU	125, 128, 136а, 165	1,1-2,2	11,4-26,3	89,0-93,3	0-137
	ВН-43м ³	н.д.	141	2,3	17,0	86,7	189
	ВН-56м ³	н.д.	162H	1,3	41,2	96,9	0
	ВН-80м ³	н.д.	160, 163H	1,1-4,6	7,3-55,5	84,9-91,7	0
IIIсп ЗК СП K1a	ВН-32м ³	Lifteg	21, 28, 152, 168	0,8-1,0	15,2-26,4	93,6-97,1	0
	ВН-56м ³	Lifteg	156	1,0	27,9	96,4	0

I объект разрабатывают 27 скважин, снабжённых винтовыми насосами. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2025 г. колеблется от 1,2 т/сут до 4,7 т/сут, жидкости – от 9,5 м³/сут до 34,3 т/сут, обводнённость – от 75,1% до 96,1%.

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Iсп объект разрабатывают 7 скважин снабжённых винтовыми насосами. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2025 г. колеблется от 1,0 т/сут до 1,9 т/сут, жидкости – от 13,8 м³/сут до 37,7 т/сут, обводнённость – от 88,2% до 96,2%.

II объект разрабатывают 2 скважины. снабжённых винтовыми насосами. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2025 г. колеблется от 1,2 т/сут до 1,5 т/сут, жидкости – от 27,9 м³/сут до 40,5 т/сут, обводнённость – от 95,9% до 96,3%.

III объект Грабен разрабатывает 1 скважина с дебитом нефти 2,5 т/сут, жидкости – 18,2 т/сут, обводнённостью – 86%.

IV объект разрабатывают 8 скважин, снабжённых винтовыми насосами. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2025 г. колеблется от 1,1 т/сут до 4,6 т/сут, жидкости – от 7,3 м³/сут до 55,5 т/сут, обводнённость – от 84,9% до 96,9%.

V объект разрабатывают 5 скважин. снабжённых винтовыми насосами. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2025 г. колеблется от 0,8 т/сут до 1,0 т/сут, жидкости – от 15,2 м³/сут до 27,9 т/сут, обводнённость – от 93,6% до 97,1%.

Для обеспечения значений проектных дебитов жидкости могут быть использованы имеющиеся на месторождении винтовые насосные установки.

Недропользователь имеет право выбора фирмы поставщика насосных установок, при этом неременным условием является выбор насоса, соответствующего условиям эксплуатации месторождения. Наиболее точный подбор типа насоса, эластомера, штанг и другого оборудования для комплектации насосных установок по каждой, отдельно взятой скважине, проводится заводом-изготовителем и согласно представленной Недропользователем характеристики месторождения и технологических параметров работы скважины.

В таблице 6.1.3 приведены показатели эксплуатации скважин на проектируемый период.

Таблица 6.1.3 – Показатели эксплуатации скважин

Способ эксплуатации	Показатели	Годы		
		2025	2026	2027
СШНУ ВШНУ	Ввод скважин из бурения	2	3	0
	Ввод скважин из наблюдательного фонда	0	0	1
	Средний эксплуатационный фонд	168	171	172
	Дебит по жидкости, м³/сут	Средний	24,9	25,2
		Минимальный	18,5	18,5
		Максимальный	38,1	41,9
	Средняя обводненность, %	92,5	92,7	93,3

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

Отложения АСВ

Физико–химические свойства нефти сеноманского, альбского, и аптского продуктивных горизонтов близки между собой. Характеризуются как тяжелые, плотность нефти при 20°С в пределах 0,948-0.966 г/см³, высокосмолистые (содержание смол до 20,86%), малопарафинистые (парафина - до 2%), асфальтенов до 3,55%.

Низкое содержание в составе нефти парафиновых компонентов не должно приводить к парафинизации подземного и наземного оборудования.

Профилактические мероприятия, направленные на предотвращение и удаление АСВ-отложений, на месторождении не проводятся. В процессе проведения ПРС подземное оборудование скважин подвергается промывке.

Работы по дострелу и реперфорации

В 2020-2021 гг. на месторождении Кара-Арна проводились работы по дострелу интервалов перфорации после проведения ГИС-исследований. Всего проведено 8 скважинно-операций. Результаты проведённых работ приведены в таблице 6.2.1. Успешность проведённых работ составила 100%. Произошло увеличение дебита нефти от 0,5 т/сут (скважина 401) до 2,1 т/сут (скважина 54), что в среднем составило 1,3 т/сут на одну успешную скважинно-операцию.

Продолжительность эффекта составляет в среднем 1233 сут на одну успешную скважинно-операцию, причём на 5-ти скважинах по состоянию на 01.01.2025 г. эффект продолжается.

Обводнённость

В период 2020-2024 гг. на месторождении с целью борьбы с водопроявлениями по результатам ГИС-исследований на 25-ти скважинах проведены операции с целью отключения обводнившихся интервалов путём их цементирования (ЦПД) с последующей перфорацией (таблица 6.2.2).

Успешность составила 84%. В результате проведённых работ наблюдается прирост дебита нефти от 0,3 т/сут (скважины 143) до 2,1 т/сут (скважина 450), что в среднем составляет 1,15 т/сут на одну успешную скважинно-операцию.

Обводнённость продукции снизилась от 1,2% (скважина 143) до 43,2% (скважина 124), в среднем составило 11,2% на одну успешную скважинно-операцию.

Средняя продолжительность эффекта 1022 сут, причём, по состоянию на 01.01.2025 г. эффект продолжается на 17-ти скважинах.

Таблица 6.2.1 – Результаты работ по дострелу и реперфорации

№ скв.	Дата проведения работы	Интервалы перфорации, гор-т		Параметры работы скважин						Прирост дебита нефти, т/сут	Снижение обводнённости, %	Продолжительность эффекта (по состоянию на 01.01.2025 г.), сут
		До проведения работ	После проведения работ	До обработки			После обработки					
				Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	% воды	Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	%, воды			
21 IIIсп	05.01.2020	1026,0-1027,0 K1a	Дострел 1027,0-1028,0 K1a	16,7	0,8	95,0	27,5	1,4	94,8	0,6	0,2	1789 Эффект продолжается
66 I	27.01- 07.02.2020	501,0-503,0 K2с	506,0-507,5 K2с	7,7	1,0	87,0	21,2	2,5	87,4	1,5	-	1765 Эффект продолжается
87 I	06.02- 15.03.2020	505,0-507,0 509,0-511,0 K2с	Дострел 505,0-507,5 508,0-511,0 512,0-513,0 K2с	28,2	0,8	97,0	17,0	1,5	90,9	0,7	6,1	214 Эффект закончен
54 I	01.10.2020	508,5-511,0 K2с	515-517 K2с	8,8	0,2	98,1	11,8	2,3	80,9	2,1	17,2	1505 Эффект продолжается
418 I	01.04.2020	507,0-509,0 K2с	Дострел 507,0-509,0 509,0-510,0 K2с	13,1	1,1	91,9	18,2	3,1	82,8	2,0	9,1	1732 Эффект продолжается
142 I	17.04.2020	508,0-511,0 K2с	510-512 K2с	22,4	0,4	98,1	4,0	1,8	55,7	1,4	42,4	129 Эффект закончен
401 I	02.06.2020	502,0-504,2 505,0-513,0 514,2-518,0 K2с	501,1-502,6, 504,1-505,1 514,0-516,0 K2с	5,8	0,9	84,2	16,2	1,4	91,6	0,5	-	1584 Эффект закончен
53 I	05-08.11.2021	516,5-518,5 K2s	Дострел 516,5-521,5 K2s	30,1	1,0	96,7	15,7	1,5	90,3	1,5	6,4	1145 Эффект продолжается

Таблица 6.2.2 – Результаты проведённых работ с целью изоляции водопроявлений с использованием ЦПД

№ скв объект	Дата проведения работы	Интервалы перфорации, горизонт		Параметры работы скважин						Прирост дебита нефти, т/сут	Снижение обводнённости, %	Продолжительность эффекта	
		До изоляции	После изоляции	До обработки			После обработки					на 01.01.2025 сут	Примечание
				Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	%, воды	Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	%, воды				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
84 I	06.01.2020	503,0-505,0 508,5-510,5 K2s ЮП	509,5-510,5 K2s ЮП	18,5	1,0	94,6	21,2	1,4	93,1	0,4	1,5	1791	Эффект продолжается
450 I	27.02- 09.03.2020	509,2-512,7 515,5-517,0 K2s ЮП	506,5-508,5 K2s ЮП	23,2	0,7	96,9	16,2	2,8	82,9	2,1	14,0	1730	Эффект продолжается
405 I	02.03.2020	507,4-508,3 514,3-516,7 K2s ЮП	514,0-515,5 K2s ЮП	37,9	1,4	96,3	9,7	2,5	74,0	1,1	22,3	1734	Эффект продолжается
54 III	05.03.2020	1066,0-1072,0 K1a ЮП	1067,5-1069,5 K1a ЮП	45,0	1,1	97,6	20,0	0,5	97,3	-	-	-	Эффект отсутствует
419 I	11.03.2020	506,8-514,0 K2s ЮП	500,5-502,5 504,0-506,0 K2s ЮП	18,0	1,1	93,8	10,7	3,0	70,1	1,9	23,7	1734	Эффект продолжается
89 III	05.04.2020	1050,0-1060,0 K1a ЮП	1049,5-1052,5 K1a ЮП	26,3	1,4	94,5	20,3	2,6	87,3	1,2	7,2	883	Эффект закончен
74 III	16.04.2020	1058,5-1064,5 K1a ЮП	1059,0-1061,0 K1a ЮП	75,4	1,9	97,5	17,5	3,6	79,4	1,7	18,1	214	Эффект закончен
424 I	22.04.2020	504,7-509,0 K2s ЮП	506,0-508,0 K2s ЮП	28,3	1,5	94,9	21,8	2,5	88,5	1,0	6,4	1522	Эффект закончен
136a III	12.05.2020	1057,0-1063,0 K1a ЮП	1057,0-1059,0 K1a ЮП	30,5	1,6	94,8	21,5	2,8	86,6	1,2	8,2	1605	Эффект закончен
425 I	01.06.2020	507,0-510,0 K2s ЮП	506,5-508,5 K2s ЮП	16,5	0,6	96,4	17,0	2,2	87,1	1,6	9,3	1643	Эффект продолжается
138 I	15.02.2021	510-512 517-519 K2s ЮП	510-512 K2s ЮП	21,4	0,8	96,3	19,1	1,6	91,9	0,8	4,4	1402	Эффект продолжается
124 I	12.03.2021	506,0-510,0 512,0-515,0 K2s ЮП	502,9-504,9, 505,7-507,7 K2s ЮП	41,3	0,9	97,8	5,5	2,2	54,6	1,3	43,2	1365	Эффект продолжается
28 III _{СП}	22.03.2021	1022,0-1025,0 K1a СП	1021,0-1023,5 K1a СП	18,8	0,5	97,1	18,7	1,3	93,3	0,8	3,8	1343	Эффект продолжается

Продолжение таблицы 6.2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
429 I	01.04.2021	508,0-510,0 511,0-513,8 K2s ЮП	507,0- 509,5 K2s ЮП	27,0	1,4	95,0	22,1	1,1	95,0	-	-	-	Эффект отсутствует
64 III	30.06- 25.07.2021	1059,5-1066,0 1067,0-1089,0 K1a ЮП	1060,5-1063,0 K1a ЮП	23,9	1,1	95,5	17,9	2,1	88,5	1,0	7,0	1249	Эффект продолжается
115 I	01-18.07.2022	511,5-513,5 K2s ЮП	503,5-507,5 K2s ЮП	16,8	0	100	16,2	1,1	93,0	1,1	7,0	884	Эффект продолжается
166 Iсп	03-26.06.2022	492,5-495,0 498,5-501,0 K2s СП	492,5-495,0 K2s СП	22,6	0,9	95,9	13,1	2,0	84,3	1,1	11,6	908	Эффект продолжается
69 I	10.10- 06.11.2022	506,5-510,0 510,5-512,5 513,5-515,0 K2s ЮП	510,5-512,7 K2s ЮП	32,0	1,6	94,8	7,5	1,6	78,8	-	16,0	-	Снижение обводнённости
133 II	17.10- 16.11.2022	965,0-969,0 K1al ₁ ЮП	965,0-967,0 K1al ₁ ЮП	31,1	1,0	96,8	22,8	1,9	91,5	0,9	5,3	762	Эффект продолжается
471 I	22.03- 09.04.2024	506,0-510,0 512,5-515,5 K2s ЮП	508,0-510,5 K2s ЮП	22,6	0,6	97,5	17,1	2,4	85,7	1,8	11,8	234	Эффект продолжается
95a I	22.05- 02.07.2024	507,5-510,0 513,0-514,5 K2s ЮП	507,5-510,0 K2s ЮП	20,6	1,6	92,4	22,3	1,5	93,4	-	-	-	Эффект отсутствует
141 III	01-26.07.2024	1058,0-1061,5 1062,0-1063,5 K1a ЮП	1058,0-1061,5 K1a ЮП	32,9	1,4	95,6	17,1	2,2	87,2	0,8	8,4	153	Эффект продолжается
421 I	31.07- 12.08.2024	513,5-515,0 K2s ЮП	513,5-514,5 K2s ЮП	В наблюдательном фонде			7,2	0,9	87,2	0,8	12,6	104	Эффект продолжается
				39,0	0,1	99,8							
447 I	16.07- 31.08.2024	505,0-508,0 K2s ЮП	504,5-507,0 K2s ЮП	18,4	0,2	99,1	18,0	1,5	91,5	1,3	7,6	122	Эффект продолжается
143 II	14.08- 19.09.2024	979,0-981,5 984,0-986,0 K1al ₁ ЮП	979,0-981,0 K1al ₁ ЮП	23,9	1,0	95,8	23,3	1,3	94,6	0,3	1,2	92	Эффект продолжается

На скважине 428 по результатам ГИС-исследований в анализируемый период проводились работы по удалению негерметичности эксплуатационной колонны в интервале 124,0-125,0 и 127,0-131,0 м.

Результаты выполненных работ представлены в таблице 6.2.3.

Таблица 6.2.3 – Результаты проведённых работ с целью удаления негерметичности эксплуатационной колонны

№ скв объект	Дата проведения работы	Интервал перфорации горизонт	Интервал нарушения колонны	Параметры работы скважин			
				До обработки		После обработки на 01.01.2024 г.	
				Q _н , т/сут	% воды	Q _н , т/сут	% воды
428 I	10.09-02.10.2023	505,0-508,0 K2s ЮП	124,0-125,0 127,0-131,0	2,2	85,6	2,4	80,6

После выполненной работы скважина стабильно работала на протяжении 305 сут со снижением обводнённости на 5%.

Повышение нефтеотдачи

На скважине 151 (III объект) с целью повышения приёмистости в ноябре 2024 г. была проведена дополнительная перфорация с установкой пакера на глубине 933,17 м.

Результаты проведённых работ приведены в таблице 6.2.4.

Таблица 6.2.4 – Результаты проведённых работ с целью повышения приёмистости нагнетательных скважин

№ скв./ Объект	Дата проведения работы	Интервалы перфорации, гор-т		Параметры работы скважин			
		До	После	До		После по состоянию на 01.01.2025 г.	
				Q _{пр} , м3/сут	Рбуф, Мпа	Q _{пр} , м3/сут	Рбуф, Мпа
151 III	03-10.11.2024	1072,0-1077,0	1072,0-1080,0	106,7	4,8	Не вступила в работу	

Эффективность определить не представляется возможным, т.к. по состоянию на 01.01.2025 г. скважина не вступила в работу.

6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для герметизированного сбора, обеспечения поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти и газа до товарной кондиции и сдачи потребителю.

В настоящее время месторождение Кара-Арна обустроено в полном объёме в соответствии с проектом, на котором функционируют следующие основные объекты и сооружения:

- Добывающие скважины;
- Групповые замерные установки (ГЗУ) «Спутник АМ-40-14-400» в количестве 13-ти единиц, рассчитанные на давление 4 МПа;
- Выкидные линии от скважин до АГЗУ с рабочим давлением 0.3 МПа, выполненные из стальных труб диаметром 89 и 114 мм и толщиной стенки 5 мм, оборудованные индикатором давления;
- Трубопроводы диаметром 219 мм для перекачки нефти от АГЗУ до центрального пункта сбора (ЦПС) месторождения Кара-Арна;
- Коллектор от АГЗУ-1, 1а, 4 до ЦПС Кара-Арна диаметром 219мм;
- Коллектор от АГЗУ-2, 2а, 2б, 6 до ЦПС Кара-Арна диаметром 219мм;
- Коллектор от АГЗУ-3, 3а, 5 до ЦПС Кара-Арна;
- Коллектор от АГЗУ-8 до ЦПС Кара-Арна диаметром 159 мм;
- Коллектор от АГЗУ-7 до АГЗУ-9 диаметром 159 мм;
- Коллектор от АГЗУ-9 диаметром 219 мм до ЦПС Кара-Арна;
- Коллектор от ЦПС Кара-Арна до НПС «Каратон» диаметром 219мм.

Система сбора продукции скважин

В действующем добывающем фонде по состоянию на 01.01.2025 г. числится 171 скважина. Скважины снабжены выкидными линиями, по которым продукция скважин поступает на АГЗУ. На АГЗУ производится индивидуальный поочередный замер дебита скважин и добываемого газа. Система сбора герметизирована. К АГЗУ поступает продукция скважин:

- ГЗУ-1 – скважины 10, 19, 50, 52, 53, 70, 121, 126, 158, 167Н, 401, 428, 458, 465, 469, 473 (16 ед.).
- ГЗУ-1А - скважины 6, 30, 54, 72, 89, 91, 115, 116, 122, 123, 127, 128, 132, 137, 160 (15 ед.).

- ГЗУ-2 - скважины 5, 68, 88, 117, 129, 130, 165, 309, 411, 412, 415, 416, 418 (13 ед.).
- ГЗУ-2А - скважины 7, 67, 69, 74, 85А, 86, 92, 93, 124, 133, 313, 314, 320, 410, 472 (15 ед.).
- АГЗУ-2Б - скважины 16, 75, 85, 94, 118, 119, 125, 131, 135, 154, 157, 420, К-2,427 (14ед.).
- АГЗУ-3 - скважины 1, 9, 59, 77, 78, 79, 80, 97, 145, 429, 442, 450, 451, 454 (14 ед.).
- АГЗУ-3А - скважины 25, 60, 65, 81, 82, 83, 98, 108, 161, 446, 448, К-1 (12ед.).
- АГЗУ-4 - скважины 26, 405, 406, 407, 408, 409, 413, 419, 426, 460, 1а, 136а (12 ед.).
- АГЗУ-5 - скважины 96, 141, 143, 144, 146, 437, 438, 439, 441, 443, 445, 447 (12 ед.).
- АГЗУ-6 – скважины 56, 138, 139, 140, 155, 159, 423, 424, 425,431, 432, 435, 436, 476, 95а (15 ед.).
- АГЗУ-7 - скважины 153, 464, 470, 471, 474,22,29,2,66,84 (10 ед.).
- АГЗУ-8 - скважины 21, 28, 32, 49, 152, 156, 166, 168, 461, 462, 463, 466, 467, 468 (14 ед.).
- АГЗУ-9 – скважины 62, 64, 162, 163, 455, 475, R-2, R-9 (8 ед.).

Принципиальная технологическая схема существующей системы сбора продукции скважин месторождения Кара-Арна представлена на рисунке 6.3.1.

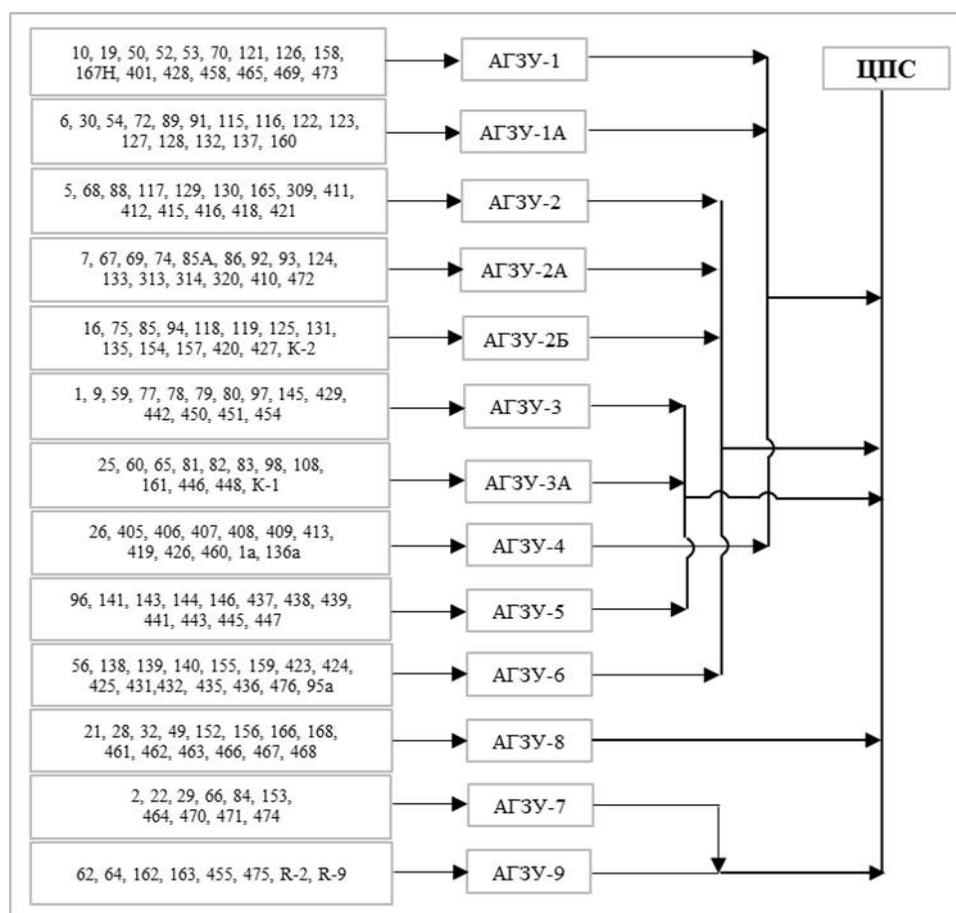


Рисунок 6.3.1 – Принципиальная технологическая схема действующей системы сбора и транспорта добываемой продукции месторождения Кара-Арна

Система подготовки и сдачи добываемой продукции

Подготовка нефти на месторождении Кара-Арна осуществляется в 3 ступени на центральном пункте сбора ЦПС методом термохимического обезвоживания водонефтяной эмульсии.

Технологическая схема ЦПС представлена на рисунке 6.3.2.

Нефтяная эмульсия с месторождений Кара-Арна и Кокарна Восточная (на месторождении Кокарна Восточная дозируется деэмульфер F-940Т или деэмульгатор TOPDEM 520 в среднем 35,7 грамм на тонну) поступает на установку подготовки для разрушения путем теплового воздействия с применением химических реагентов-деэмульгаторов. В результате эффективного разрушения водонефтяных эмульсий улучшаются свойства товарных нефтей. Также планируется осуществлять прием продукции со скважин с месторождения Пустынное

Первая технологическая ступень: Продукция с нефтедобывающих скважин по выкидным линиям через АГЗУ (на АГЗУ №5 для внутритрубной деэмульсации дозируется деэмульфер F-940Т или деэмульгатор TOPDEM 520 в среднем 65,9 грамм на тонну) направляется на блок гребенки откуда через нефтегазосепаратор поступает в технологический резервуар РВС№11 (2000 м³) или (РВС№12 резервная).

Нефть с верхней отметки РВС №11 (2000 м³) по перетоку посредством поршневых насосов НБ-125, через печи подогрева ППНП1-1/6,3 (3 комплекта) производительностью 28-30 т/час, рабочим давлением нагреваемой среды 0.63 МПа и температурой нагрева до 80-85⁰С подается на резервуар РВС №12 (2000 м³) или РВС №7 (5000 м³ резервная). На выходе из РВС №11 (2000 м³) для внутритрубной деэмульсации в нефтяной поток, с помощью центробежного насоса ЦВК-63/160 и блочной дозировочной установки БР-2.5, подаются техническая вода и химреагент деэмульфер F-940Т или деэмульгатор TOPDEM 520, производительность центробежных насосов ЦВК-63/160 из расчета 6.3% от среднесуточной добычи нефти. Производительность дозировочного насоса НД 2.5-10/100 отрегулирована из расчета в среднем 41,2 грамм на тонну нефти.

Пластовая вода с нижней части РВС№11 (2000 м³) или (РВС№12 (2000 м³) резервная) за счет разности высот подается на РВС№ 1 (2000 м³) для сбора и отстоя пластовой воды. Далее пластовая вода направляется на насосную станцию (БКНС) для закачки пластовой воды по скважинам в пласт.

Сточная вода с нижней части РВС №12 (2000 м³), РВС №7 (5000 м³ резервная), РВС №№ 2,8,9 (1000 м³) поступает на РВС №4 (800 м³) для сбора и отстоя сточной воды. Далее сточная вода направляется на подпорный насос для обеспечения необходимого давления на входе трехплунжерного насоса для закачки воды в пласт на скважинах №№23,13.

Технологическая схема сбора, подготовки и транспорта нефти
нефтепромысла "Кара-Арна"

[illegible]

Условные обозначения:

- | | |
|---|-------------------------|
|  | жидкость |
|  | эмульсия |
|  | нефть |
|  | товарная нефть |
|  | пластовая вода |
|  | газ |
|  | движки |
|  | узел учета |
|  | фильтр для очистки воды |

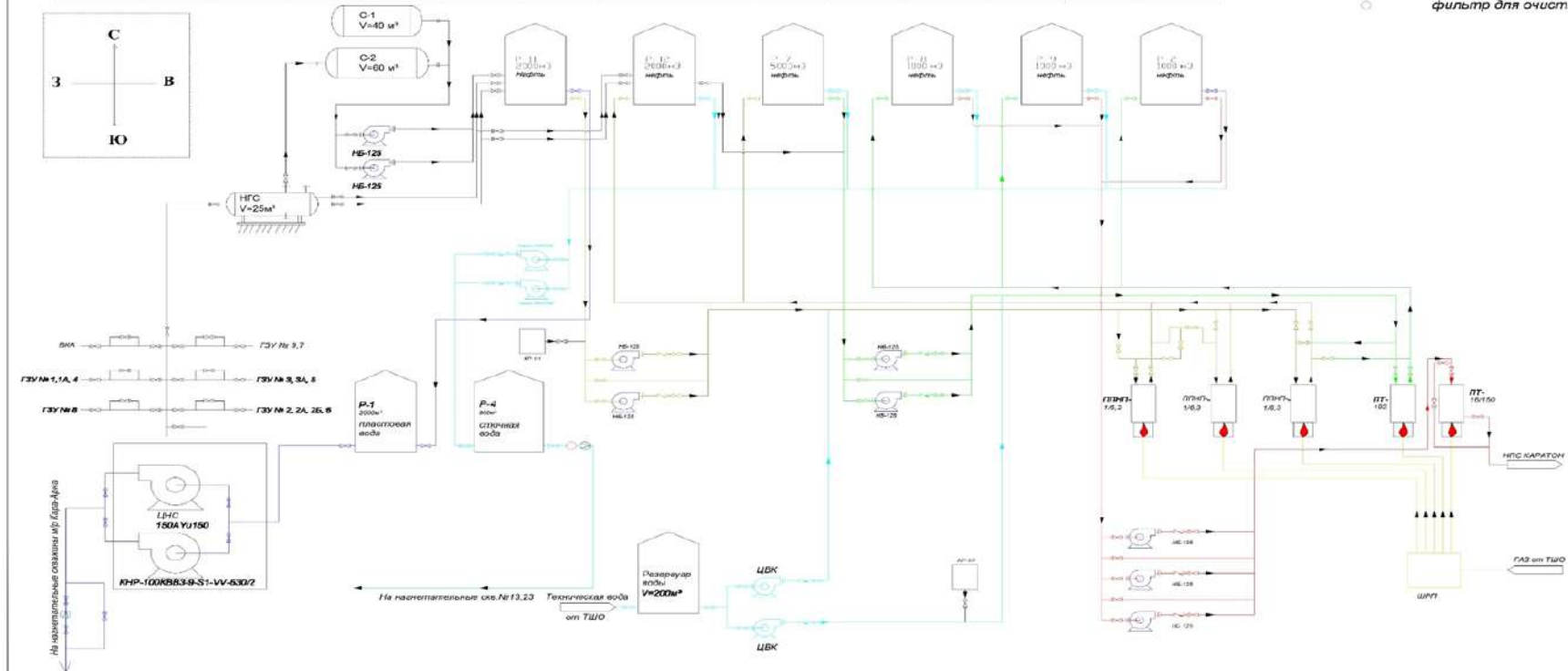


Рисунок 6.3.2 – Технологическая схема ЦПС

Вторая технологическая ступень: Схема второй технологической ступени подготовки нефти, аналогична первой, за исключением норм расхода технической воды и деэмульгатора, что соответственно составляет от среднесуточной добычи нефти и в среднем 19,7 грамм на тонну нефти. Нефть из РВС №12 (2000 м³) или РВС №7 (5000 м³ резервная) поступает на один из товарных РВС №№ 2,8,9 (1000 м³).

Третья технологическая ступень: После заполнения одного из товарных резервуаров РВС №№2,8,9 (1000м³) производится процесс статического отстоя (не более 4 часов) и дренажа подтоварной воды. Далее сточная вода после отстоя с товарного и технологических резервуаров центробежным насосом К80-50-200 подается в РВС №4 (800 м³) для сбора сточной воды.

Нефть из товарных резервуаров РВС №№2,8,9 (1000м³), поршневыми насосами производительностью 30-32 т/час и давление 1.5-20 МПа, проходя через печь подогрева ПТ-16/150, где температура на выходе составляет порядка 60-70⁰С, направляется по нефтепроводу D219×8.0 мм и протяженностью 27 км, до пункта сдачи нефти НПС «Каратон» на РВС №№ 1,5 (5000 м³) откуда откачивается в систему АО «КазТрансОйл». В анализируемый период на НПС «Каратон» установлен подогреватель нефти с комбинированным нагревом ПНК-1,9 которая эксплуатируется в холодный период. Для обеспечения работы технологического оборудования в нормальном режиме природный газ приобретается согласно контракту у ТОО «ЖылыойГаз»).

В связи с отсутствием добычи попутно-добываемого газа для обеспечения работы технологического оборудования в нормальном режиме природный газ приобретается согласно контракту у ТОО «ТенгизШеврОйл».

Проектные решения по системе сбора и подготовки добываемой продукции

По рекомендованному варианту разработки проектными решениями предусматривается в 2025 г. бурение 2-х проектных добывающих скважин, в 2026 г. бурение 3-х проектных добывающих скважин. Также по рекомендованному варианту предусматривается в 2027 г. ввод из наблюдательного фонда 1-й скважины.

Ввод скважин в эксплуатацию предполагает обустройство устья скважин, строительство выкидной линии и организацию системы сбора, замера и транспортировки добываемой продукции.

В рамках проекта систему транспортировки и подготовки добываемой продукции рекомендуется оставить прежней.

В планах предприятия - принимать для подготовки продукцию скважин с месторождения Пустынное. Имеющиеся мощности ЦПС месторождения Кара-Арна позволят это делать без реконструкции и расширения.

Отделившуюся попутно-добываемую воду планируется использовать в системе ППД месторождения Кара-Арна после проведения исследований на совместимость и стабильность вод.

Технологические потери нефти

При эксплуатации промысловых и производственных объектов месторождения Кара-Арна имеют место неизбежные технологические потери нефти.

Предприятие должно вести учёт технологических потерь углеводородного сырья.

В целях учета недропользователем количества, извлекаемых из недр нефти, а также для оценки эффективности мероприятий, направленных на сокращение технологических потерь и рациональное использование добываемого углеводородного сырья, производится периодический расчет технологических потерь для дальнейшего учета этих потерь в общем объеме добыче.

Технологические потери нефти рассчитаны в 2024 г. и представлены в работе «Определение технологических потерь нефти при сборе, транспортировке, подготовке и хранении на месторождении Кара-Арна». Разработчик – ТОО «Q-ТехноПроект», г.Астана.

Расчёты по определению и нормированию технологических потерь нефти выполнялись на основе РД 39-0147103-87 «Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях министерства нефтяной промышленности» (ВНИИСПТнефть).

Расчёты технологических потерь товарной нефти при хранении и отгрузке выполнены в соответствии с СТ РК 3553-2020 «Нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов при перевозке, приёме, хранении, отпуске, внутрибазовой перекачке, а также транспортировке по магистральным нефтепроводам и нефтепродуктопроводам на территории РК».

Общий норматив технологических потерь нефти по основной технологической цепочке на месторождении Кара-Арна за 2024 г. составил: в тёплый период года – 0,425935%, в холодный период года – 0,392735%, что в количественном выражении от фактического объёма добычи нефти 116334 т составляет 247,75 т и 228,44 т соответственно.

В случае внесения изменений в действующие технологические процессы структура и нормативы технологических потерь нефти подлежат корректировке.

6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Основным объектом потребления нефтяного газа на промысле являются автоматизированная газовые печи:

- На первой технологической ступени подготовки нефти используют печи подогрева ППНП1-1/6,3 в количестве 3 ед.
- На третьей технологической ступени используют печи подогрева ПТ-192 в количестве 1 ед и ПТ-16/150 в количестве 1 ед.
- На НПС «Каратон» установлен подогреватель нефти с комбинированным нагревом ПНК-1,9 в количестве 1 ед.

На месторождении Кара-Арна отсутствует добыча попутно-добываемого газа. Для обеспечения работы технологического оборудования в нормальном режиме попутно-добываемый газ приобретает, и в дальнейшем будет приобретаться у ТОО «ТенгизШеврОйл».

6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

С целью максимального извлечения имеющихся запасов нефти месторождения Кара-Арна разработка будет осуществляться с поддержанием пластового давления (ППД) путём закачки воды в I, II и III объекты разработки. Источником водоснабжения для ППД является попутно-добываемая (сточная) вода месторождения Кара-Арна.

Физико-химический состав пластовых вод месторождения Кара-Арна, а также используемой в системе ППД сточной воды, проводились лаборатории ТОО «КазНИГРИ». В таблице 6.5.1. приведены результаты исследований в период 2021-2024 гг..

Используемая в системе ППД месторождения Кара-Арна сточная вода имеет плотность от 1,101 до 1,108 г/см³, минерализацию от 138,8 до 160,6 г/л и относится к хлоркальциевому типу. Содержание ионов хлора составляет в среднем 90 г/л, сульфатов до 0,29 г/л, гидрокарбонатов – в среднем 0,095 г/л, кальция – 4,1 г/л, магния – 1,6 г/л, суммарное количество калия и натрия составляет – 50,8 г/л.

Подготовка закачиваемых вод направлена на удаление механических примесей и эмульгированной нефти до нормируемых показателей, снижение коррозионной агрессивности, подавление роста микроорганизмов и предотвращения солеобразования.

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Таблица 6.5.1 – Физико-химический состав пластовых и закачиваемых вод

Объект	Место отбора	Интервал перфорации, м	Дата отбора	ρ, г/см ³	pH	Компоненты, мг/л						Σ мин, г/л
						Ca	Mg	Na+K	Cl	SO ₄	HCO ₃	
I	сважина 13	502,0-503,5	16.04.2022	1,072	6,6	2816,6	1367,3	33022,9	59790,4	83,2	64,1	97,1
	сважина 167	595,0-750,0	03.11.2021	1,066	6,9	2494,1	888,1	32723,8	68815,4	185,2	48,8	154,0
	сважина 52	507,5-509,5; 511,0-512,5; 521,0-522,5	29.10.2022	1,081	6,0	1670,3	2477,5	37336,0	67631,6	119,4	50,0	109,3
	сважина 115	503,5-507,0	29.10.2022	1,069	6,6	3192,7	1481,4	31090,5	57805,8	75,7	78,0	93,7
	сважина 470Н	640,0-790,0	30.11.2023	1,059	6,1	3406,8	1033,6	29948,5	55164,1	9,0	61,0	89,6
Исп	сважина 166	492,5-501,0	03.11.2021	1,072	6,9	2656,8	955,0	34512,3	80588,1	341,6	61,0	162,0
II	сважина 155	976,0-982,0	30.11.2023	1,107	5,9	5160,3	1915,2	55018,3	99476,2	9,0	61,0	162,8
III	сважина 165	1049,5-1052,0	03.11.2021	1,129	6,7	3729,5	1702,8	58235,9	113449,9	169,6	61,0	289,0
	сважина 157	976,0-977,0 978,5-983,0 1056,0-1059,5	30.11.2023	1,053	5,9	4509,0	1580,8	55224,8	97667,6	9,0	61,0	159,0
	сважина 130	1049,6-1051,1	29.10.2022	1,121	6,0	3582,9	2065,3	52879,2	93802,8	45,7	105,0	152,5
	сважина 162Н	1250,0-1450,0	30.11.2023	1,123	5,9	5110,2	1915,2	65044,5	114849,8	9,0	45,7	186,9
IIIсп	сважина 152	1030,0-1033,0	03.11.2021	1,130	6,8	3649,2	1727,5	65229,8	115222,2	502,2	73,2	291,0
II Гребен	сважина R-9	990,0-1074,0	03.11.2021	1,096	6,7	3526,9	1539,0	40189,4	97568,9	197,6	61,0	226,0
Вода с БКНС			18.10.2022	1,108	6,0	3806,7	1649,9	48854,8	86578,8	271,2	110,6	141,3
			26.10.2023	1,105	5,7	4509,0	1580,8	55823,9	98571,9	40,0	42,7	160,6
			15.11.2024	1,101	6,2	3972,7	1548,1	47839,9	84784,9	575,3	133,4	138,8

При этом обеспечение высокого качества вод необходимо осуществлять доступными техническими средствами с минимальными капитальными и эксплуатационными затратами. В соответствии с требованиями нормативной документации качество воды, используемой для заводнения нефтяных пластов, должно соответствовать определенным нормативам. Согласно СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» все закачиваемые воды, по качеству должны удовлетворять следующим требованиям.

1. Водородный показатель (pH). Значение pH должно находиться от 4,5 до 8,5.
2. Фильтрационная характеристика. При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды.
3. Совместимость с пластовой водой и породой. При контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики в соответствии с п.2.

4. Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти. При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм должно быть 90% частиц не крупнее 5 мкм. При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм не крупнее 1 мкм.

5. Содержание нефти и механических примесей. В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается по таблице 6.5.2.

Таблица 6.5.2 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл.	-	до 3	до 5
свыше 0,1	-	до 5	до 10
до 0,35 вкл.	от 6,5 до 2 вкл.	до 15	до 15
свыше 0,35	менее 2	до 30	до 30
до 0,6 вкл.	от 35 до 3,6 вкл.	до 40	до 40
свыше 0,6	менее 3,6	до 50	до 50
*Примечание - Коэффициент относительной трещиноватости определять в соответствии с РДС 39-01-041-81 - Методика прогнозного определения норм качества сточных вод для внутриконтурного заводнения новых нефтяных месторождений платформенного типа. Содержание механических примесей и нефти в сточной воде			

6. Содержание растворенного кислорода. Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л.

7. Набухаемость пластовых глин. Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения.

8. Коррозионная активность. При коррозионной активности воды свыше 0,1 мл/год, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования по ГОСТ 9.506.

9. Содержание сероводорода. В воде, нагнетаемой в продуктивный коллектор, пластовые воды, которого не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать.

10. Наличие сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ). Не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород.

11. Содержание ионов трехвалентного железа. При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Несоблюдение данных требований может способствовать закупорке поровых каналов механическими примесями, окисленной нефтью и биомассой, образующейся в пласте в процессе развития биогенной сульфат редукции.

Содержание механических примесей в закачиваемой воде не должно превышать для поровых коллекторов 5-15 мг/л, для трещиновато-поровых коллекторов 20-25 мг/л. Содержание нефти в закачиваемой воде для поровых коллекторов не должно превышать 15-25 мг/л, трещиновато-поровых коллекторов 40-50 мг/л.

По содержанию окисного железа в воде для поровых коллекторов установлен норматив 0,5-2 мг/л, для трещиновато-поровых коллекторов 7 мг/л. Размеры примесей микрочастиц не должны превышать 0,05 мм.

Для того, чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода для целей ППД месторождения Кара-Арна должна соответствовать установленным требованиям [6], приведённым в таблице 6.5.3.

Таблица 6.5.3 – Требования к качеству закачиваемой воды

Параметры	Объекты		
	I	II	III
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	1,86/0,99	1,136/0,65	0,946/0,05
Стабильность	стабильна		
Совместимость с пластовыми водами	снижение приёмистости допускается не более 20%		
Количество мехпримесей	до 3 мг/л		
Содержание нефтепродуктов	до 5 мг/л		
Размер взвешенных частиц	90% частиц не крупнее 1 мкм		
Содержание растворённого кислорода	менее 0.5 мг/л		
Содержание железа (II)	менее 1 мг/л		
Содержание сероводорода	отсутствие		
Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ)	отсутствие		

Лабораторией ТОО КазНИГРИ проводились исследования содержания мехпримесей и нефтепродуктов в закачиваемой воде. По результатам отбора проб от 25.10.2024 г. содержание нефтепродуктов в закачиваемой воде составляет 0,15 мг/л. Результаты исследований показывают, что по нефтепродуктам закачиваемая вода соответствует установленным требованиям.

С учётом характеристики основных показателей разработки месторождения Кара-Арна по 2-му варианту проведён расчёт технологических показателей работы системы ППД, приведённый в таблице 6.5.4.

Таблица 6.5.4 – Технологические показатели работы системы ППД

Годы	Фонд нагнетательных скважин	Средняя приёмистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	Годовая закачка воды, тыс м ³	Годовая добыча воды, тыс м ³	Недостающие объёмы воды для системы ППД, тыс м ³
2025	18	203,2	1201,8	1186,1	15,7
2026	18	205,9	1217,7	1202,0	15,7
2027	18	206,2	1219,5	1204,2	15,3
2028	18	200,9	1187,8	1174,0	13,8
2029	18	196,1	1159,5	1143,4	16,1
2030	19	180,6	1127,1	1107,5	19,6
2031	19	173,2	1080,8	1066,9	13,9
2032	19	166,7	1040,6	1029,9	10,7
2033	19	159,9	998,3	992,3	6,0
2034	19	153,6	958,5	955,9	2,6
2035	19	148,0	923,9	923,8	0,1
2036	19	137,7	859,6	841,1	18,5
2037	19	132,3	825,7	811,3	14,4
2038	19	125,7	784,8	773,2	11,6
2039	19	119,6	746,8	709,3	37,5
2040	19	113,5	708,6	675,5	33,1

С целью компенсации добычи закачкой с начала разработки, объёмов попутно-добываемой воды для обеспечения технологических показателей разработки месторождения Кара-Арна будет недостаточно. Недостающие объёмы компенсации будут частично восполнены за счёт попутно-добываемой водой с месторождения Пустынное, транспортируемой вместе с жидкостью и отделённой в результате подготовки нефти на УПН Кара-Арна.

Для процесса закачки необходимо провести комплексные исследования на стабильность, совместимость, коррозионную активность и содержание СВБ пластовой, сточной воды месторождения Кара-Арна с попутно-добываемой водой с месторождения Пустынное.

Фонд водозаборных скважин составляет 3 единицы №№ 2012, 2014 и 2015. Скважины пробурены на альбский горизонт K_{1al}. По состоянию на 01.01.2025 г. скважины находятся в консервации.

При реализации системы ППД необходимо проводить мониторинг качества закачиваемой воды. Согласно [2] необходимо проводить ежедневный контроль содержания нефтепродуктов и мехпримесей в закачиваемой воде и раз в квартал на нагнетательных скважинах осуществлять замеры забойного давления.

6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения.

В нагнетательном фонде числятся 12 скважин, 9 из них находятся в действующем фонде. Скважины 11, 23, 151 находятся в бездействии. Закачку воды в I объект

осуществляют скважины 4, 24, 57 и 142; во II объект – скважина 8, в III объект – скважины 3, 51, 55 и 90.

Все нагнетательные скважины снабжены 146 мм эксплуатационными колоннами, за исключением скважин 142 и 151, имеющих 168 мм эксплуатационную колонну. Глубина подвески НКТ на всех скважинах выше верхних отверстий интервала перфорации на глубину от 8 м (скважина 142) до 164 м (скважина 51).

Для закачки в нагнетательные скважины используется насос марки КНР – 40-65-9 (БКНС).

Принципиальная схема системы ППД месторождения Кара-Арна представлена на рисунке 6.6.1.

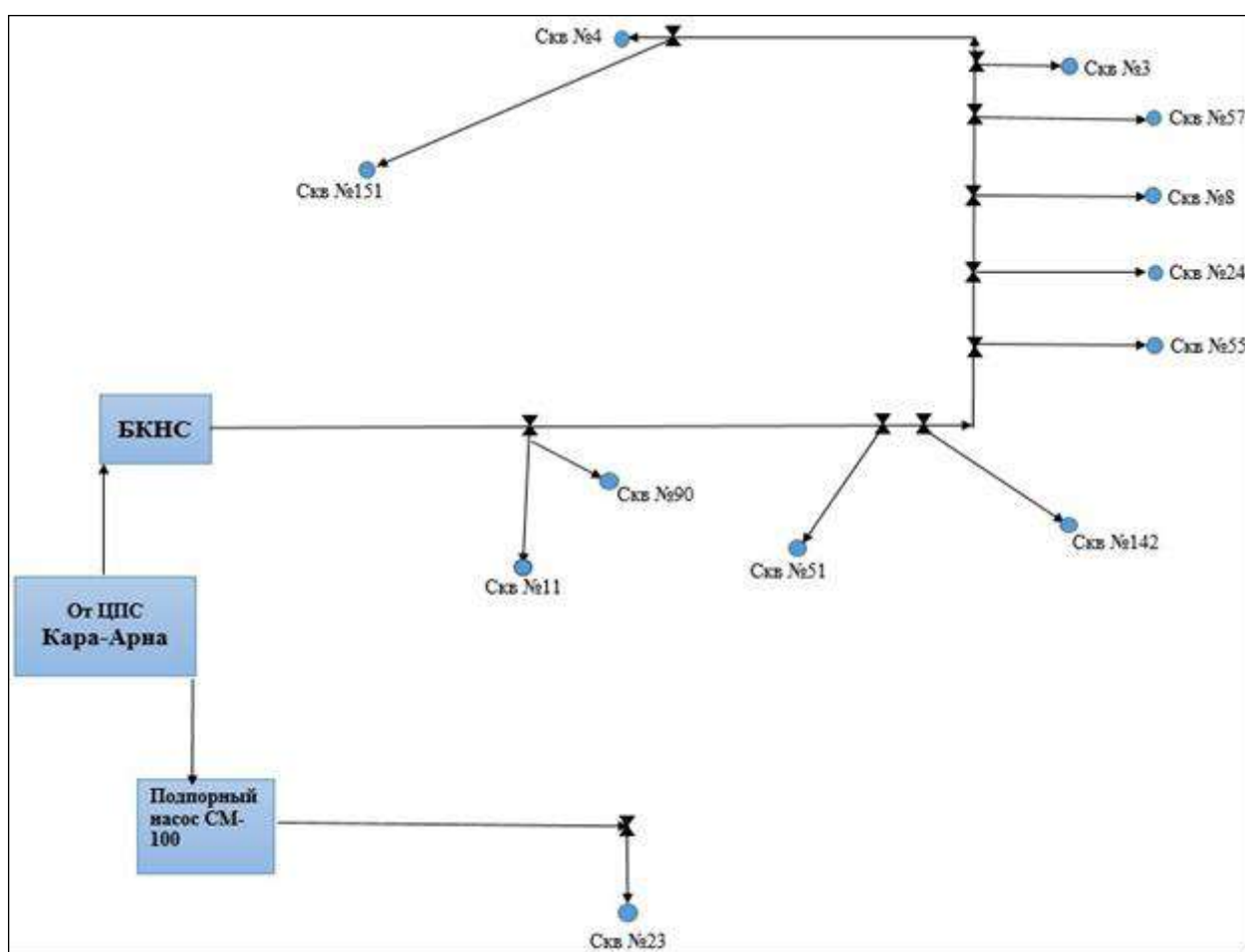


Рисунок 6.6.1 – Принципиальная схема системы ППД месторождения Кара-Арна

Для индивидуального замера, каждая нагнетательная скважина оборудована вихревыми расходомерами «ЭМИС ВИХРЬ-200» в количестве 5 единиц. Остальные скважины замеряются накладными расходомерами «АКРОН». Давление на выходе насоса БКНС составляет 96 атм, на устьях нагнетательных скважин – 31-48 атм.

Подготовка воды для закачки в пласт производится на ЦПС месторождения Кара-Арна. Основным оборудованием подготовки воды являются – РВС№1 для сбора пластовой воды и РВС№4 для сбора сточной воды. Отделившаяся пластовая вода с

нижней части РВС№11 поступает в резервуар РВС№1 объемом 2000 м³ для сбора и хранения пластовой воды, где происходит отстой.

Далее, вода подается на БКНС для закачки воды в пласт: БКНС → водонапорный коллектор → нагнетательный трубопроводы → нагнетательные скважины. Для закачки воды эксплуатируются насосы марок ЦНС КНР-100КВВЗ-9-S1-VV-630/2 и ЦНС150AYU150 в количестве – 2 ед., производительностью 170 м³/час. Производственная сточная вода со всех цепочек технологического процесса поступает в резервуар РВС№4 (объемом 800 м³) для сбора и отстоя воды, где также происходит очистка от нефтяной пленки и механических примесей. После отстоя, вода по трубопроводу через фильтр поступает на подпорный насос, и далее по трубопроводу сточная вода поступает на скважину №23 где трехплунжерным насосом закачивается вода. На скважине 23 оборудован фильтр для улавливания твердых частиц и взвеси в воде. Для измерения объема закачиваемой воды на выходе РВС№4 установлен счетчик.

7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

Требования к конструкции скважин вытекают из горно-геологических условий проводки скважин на месторождении Кара-Арна и их назначения, а также «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

За отчётный период на месторождении не были пробурены новые скважины.

В проекте планируется бурение 4 наклонно – направленной (№№ 169, 170, 171, 172) и 1 вертикальной скважины (№ 164) по следующим годам: №№ 164, 169 - 2025 год, №№ 170, 171, 172 - 2026 год

Проектные конструкции по этим скважинам представлены в таблицах (7.1 – 7.5).

Таблица 7.1 – Проектная конструкция наклонно- направленной скважины № 169

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина по вертикали, м	Глубина по стволу, м
Направление	393,7	323,9	50	50
Техническая	295,3	244,5	350	350
Эксплуатационная	215,9	168,3	1150	1250

Таблица 7.2 – Проектная конструкция наклонно- направленной скважины № 170

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина по вертикали, м	Глубина по стволу, м
Направление	393,7	323,9	50	50
Техническая	295,3	244,5	350	350
Эксплуатационная	215,9	168,3	1150	1280

Таблица 7.3 – Проектная конструкция наклонно- направленной скважины № 171

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина по вертикали, м	Глубина по стволу, м
Направление	393,7	323,9	50	50
Техническая	295,3	244,5	350	350
Эксплуатационная	215,9	168,3	1150	1300

Таблица 7.4 – Проектная конструкция наклонно- направленной скважины № 172

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина по вертикали, м	Глубина по стволу, м
Направление	393,7	323,9	50	50
Техническая	295,3	244,5	350	350
Эксплуатационная	215,9	168,3	1150	1220

Таблица 7.5 – Проектная конструкция вертикальной скважины № 164

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина по вертикали, м	Глубина по стволу, м
Направление	393,7	323,9	50	50
Техническая	295,3	244,5	350	350
Эксплуатационная	215,9	168,3	1150	1150

Конструкция скважин проектируется в соответствии с действующими инструктивно-методическими документами, а также по опыту проводки скважин, ранее пробуренных на месторождении.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ОБЪЕМА БУРОВЫХ РАБОТ

По результатам расчетов технологических показателей составлено обоснование проекта плана добычи нефти по основным объектам разработки и по месторождению в целом для 2 рекомендуемого варианта (таблицы 8.1-8.4), где приведены прогнозные уровни добычи нефти и жидкости, закачки рабочего агента, объемов эксплуатационного бурения, динамика фонда скважин и средних дебитов по месторождению Кара-Арна на рентабельный период.

Таблица 8.1.1 – Месторождение Кара-Арна. Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ по месторождению. Вариант 2

№ п/п	Показатели	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
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	108,3	106,7	101,1	94,1	87,6	81,7	76,3	71,3	66,7	62,5	58,6	52,7	48,2	43,8	38,8	34,7
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	107,2	103,7	101,1	94,1	87,6	81,7	76,3	71,3	66,7	62,5	58,6	52,7	48,2	43,8	38,8	34,7
3	из новых скважин, тыс.т.	1,1	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
4	механизированным способом, тыс.т.	108,3	106,7	101,1	94,1	87,6	81,7	76,3	71,3	66,7	62,5	58,6	52,7	48,2	43,8	38,8	34,7
5	Ввод новых добывающих скважин, шт	2	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	2	3	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
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут в т.ч. вертикальной	5,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	наклонно-направленной	5,5	5,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	165	165	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скв., м	1200	1300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	156,6	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4
14	В т.ч. добывающие скв.	156,6	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4
15	вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	708,1	1062,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года, тыс.т.	3,5	10,1	0,0	0,0	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	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	116,3	107,2	103,7	101,1	94,1	87,6	81,7	76,3	71,3	66,7	62,5	58,6	52,7	48,2	43,8	38,8
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	119,9	117,3	103,7	101,1	94,1	87,6	81,7	76,3	71,3	66,7	62,5	58,6	52,7	48,2	43,8	38,8
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	108,3	106,7	101,1	94,1	87,6	81,7	76,3	71,3	66,7	62,5	58,6	52,7	48,2	43,8	38,8	34,7
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-11,6	-10,6	-2,5	-7,0	-6,5	-5,9	-5,4	-5,0	-4,6	-4,2	-3,9	-5,9	-4,5	-4,3	-5,1	-4,1
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-9,6	-9,0	-2,5	-7,0	-6,9	-6,8	-6,6	-6,5	-6,4	-6,3	-6,3	-10,0	-8,6	-9,0	-11,5	-10,6
23	Мощность новых скважин, тыс.т.	3,7	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
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	1	0	0	2	0	2	0	0	9	0	5	5	4
25	Выбытие добывающих скважин под закачку, шт.	6	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	168	171	172	171	171	170	168	168	166	166	166	157	157	152	147	143
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	168	171	172	171	171	170	168	168	166	166	166	157	157	152	147	143
28	Фонд механизированных скважин, шт.	168	171	172	171	171	170	168	168	166	166	166	157	157	152	147	143
29	Ввод скважин под нагнетание.	6	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	18	18	18	18	18	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
32	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	18	18	18	18	18	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
33	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	24,92	25,16	24,78	24,19	23,54	22,81	22,13	21,43	20,75	20,06	19,35	18,64	17,93	17,37	16,66	16,06
34	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	24,6	24,4	24,3	23,8	23,1	22,4	21,8	21,0	20,5	19,7	19,0	18,3	17,6	17,3	16,3	16,0
35	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	62,5	68,8	0,0	0,0	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	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	92,5	92,66	93,02	93,32	93,59	93,82	94,00	94,18	94,34	94,48	94,64	94,70	94,97	95,18	95,35	95,62
37	Средняя обводненность продукции фонда переходящих скважин, %	92,4	92,7	93,0	93,3	93,6	93,8	94,0	94,2	94,3	94,5	94,6	94,7	95,0	95,2	95,3	95,6
38	Средняя обводненность продукции фонда новых скважин, %	92,0	92,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,88	1,85	1,73	1,62	1,51	1,41	1,33	1,25	1,17	1,11	1,04	0,99	0,90	0,84	0,78	0,70
40	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	2,07	1,98	1,88	1,76	1,64	1,54	1,46	1,36	1,29	1,21	1,13	1,08	0,98	0,92	0,85	0,78
41	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	203,2	205,9	206,2	200,9	196,1	180,6	173,2	166,7	159,9	153,6	148,0	137,7	132,3	125,7	119,6	113,5
42	Добыча жидкости всего, тыс.т.	1436,7	1453,0	1449,9	1408,9	1368,3	1322,2	1271,2	1224,8	1178,0	1133,2	1093,2	994,7	956,8	909,8	833,2	791,3
43	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	1416,1	1419,0	1449,9	1408,9	1368,3	1322,2	1271,2	1224,8	1178,0	1133,2	1093,2	994,7	956,8	909,8	833,2	791,3
44	из новых, тыс.т.	20,6	34,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	мех. способом, тыс.т.	1416,1	1419,0	1449,9	1408,9	1368,3	1322,2	1271,2	1224,8	1178,0	1133,2	1093,2	994,7	956,8	909,8	833,2	791,3
46	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	44778,1	46231,1	47681,0	49090,0	50458,2	51780,4	53051,6	54276,4	55454,4	56587,6	57680,8	58675,5	59632,4	60542,2	61375,3	62166,7
47	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	9064,4	9171,1	9272,2	9366,3	9454,0	9535,7	9612,0	9683,3	9750,0	9812,5	9871,1	9923,8	9971,9	10015,8	10054,6	10089,2
48	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,306	0,309	0,313	0,316	0,319	0,322	0,324	0,327	0,329	0,331	0,333	0,335	0,336	0,338	0,339	0,340
49	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	89,8	90,9	91,9	92,8	93,7	94,5	95,3	96,0	96,6	97,3	97,8	98,4	98,8	99,3	99,7	100,0
50	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,1	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3
51	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	9,6	10,4	11,0	11,5	12,1	12,9	13,8	14,9	16,4	18,4	21,2	24,2	29,1	37,4	53,0	100,0
52	Закачка рабочего агента, тыс. м³ (млн. м³)/год	1201,8	1217,7	1219,5	1187,8	1159,5	1127,1	1080,8	1040,6	998,3	958,5	923,9	859,6	825,7	784,8	746,8	708,6
53	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³ (млн.м³)	31598,8	32816,6	34036,1	35223,8	36383,3	37510,5	38591,2	39631,8	40630,0	41588,6	42512,5	43372,1	44197,8	44982,6	45729,4	46438,0
54	Компенсация отбора: текущая с начала разработки, %	92,2	92,4	92,9	93,1	93,7	94,3	94,0	94,0	93,8	93,7	93,6	95,7	95,6	95,7	99,4	99,4

Таблица 8.1.2 – Месторождение Кара-Арна. Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ по месторождению. I объект Вариант 2

№ п/п	Показатели	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
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	69,7	63,0	57,1	51,6	46,7	42,3	38,3	34,6	31,3	28,4	25,7	23,1	20,5	18,3	16,3	14,5
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	69,7	63,0	57,1	51,6	46,7	42,3	38,3	34,6	31,3	28,4	25,7	23,1	20,5	18,3	16,3	14,5
3	из 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
4	механизированным способом, тыс.т.	69,7	63,0	57,1	51,6	46,7	42,3	38,3	34,6	31,3	28,4	25,7	23,1	20,5	18,3	16,3	14,5
5	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	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
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скв., м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6
13	В т.ч. добывающие скв.	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6
14	вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	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
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года, 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
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	69,7	63,0	57,1	51,6	46,7	42,3	38,3	34,6	31,3	28,4	25,7	23,1	20,5	18,3	16,3	14,5
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	69,7	63,0	57,1	51,6	46,7	42,3	38,3	34,6	31,3	28,4	25,7	23,1	20,5	18,3	16,3	14,5
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	69,7	63,0	57,1	51,6	46,7	42,3	38,3	34,6	31,3	28,4	25,7	23,1	20,5	18,3	16,3	14,5
20	Изменение добычи нефти из переходящих 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
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих 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
22	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
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	1	0	0	2	0	2	0	0	0	0	4	0	4
24	Выбытие добывающих скважин под закачку, шт.	3	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	106	108	110	108	108	107	105	105	103	103	103	103	103	99	99	95
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	106	108	110	108	108	107	105	105	103	103	103	103	103	99	99	95
27	Фонд механизированных скважин, шт.	106	108	110	108	108	107	105	105	103	103	103	103	103	99	99	95
28	Ввод скважин под нагнетание.	3	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	8	8	8	8	8	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
31	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	8	8	8	8	8	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
32	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	21,28	20,43	19,60	18,78	17,98	17,19	16,43	15,68	14,95	14,25	13,56	12,90	12,26	11,63	11,03	10,45
33	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	20,5	19,2	18,4	18,0	17,1	16,4	15,7	14,9	14,3	13,5	12,9	12,2	11,6	11,2	10,5	10,1
34	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
35	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	90,7	91,25	91,89	92,33	92,69	93,04	93,31	93,61	93,87	94,13	94,42	94,73	95,06	95,27	95,48	95,65
36	Средняя обводненность продукции фонда переходящих скважин, %	90,7	91,2	91,9	92,3	92,7	93,0	93,3	93,6	93,9	94,1	94,4	94,7	95,1	95,3	95,5	95,7
37	Средняя обводненность продукции фонда новых скважин, %	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,97	1,79	1,59	1,44	1,31	1,20	1,10	1,00	0,92	0,84	0,76	0,68	0,61	0,55	0,50	0,45
39	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	2,11	1,87	1,66	1,53	1,39	1,27	1,17	1,06	0,98	0,88	0,80	0,72	0,64	0,59	0,53	0,49
40	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	201,8	199,3	204,2	209,0	209,3	186,2	175,3	166,5	157,0	148,2	141,0	134,0	127,2	118,1	110,0	101,8
41	Добыча жидкости всего, тыс.т.	751,8	720,2	703,6	672,9	638,9	607,9	572,4	541,8	511,3	483,0	459,7	437,2	415,4	385,8	359,4	332,9
42	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	751,8	720,2	703,6	672,9	638,9	607,9	572,4	541,8	511,3	483,0	459,7	437,2	415,4	385,8	359,4	332,9
43	из новых, 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
44	мех. способом, тыс.т.	751,8	720,2	703,6	672,9	638,9	607,9	572,4	541,8	511,3	483,0	459,7	437,2	415,4	385,8	359,4	332,9
45	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	11678,8	12399,0	13102,6	13775,4	14414,3	15022,2	15594,6	16136,4	16647,7	17130,7	17590,4	18027,6	18443,0	18828,8	19188,2	19521,1
46	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	1857,6	1920,6	1977,7	2029,3	2076,0	2118,3	2156,6	2191,2	2222,6	2250,9	2276,6	2299,7	2320,2	2338,4	2354,7	2369,2
47	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,182	0,188	0,193	0,199	0,203	0,207	0,211	0,214	0,217	0,220	0,223	0,225	0,227	0,229	0,230	0,232
48	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	78,4	81,1	83,5	85,7	87,6	89,4	91,0	92,5	93,8	95,0	96,1	97,1	97,9	98,7	99,4	100,0
49	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,9	2,7	2,4	2,2	2,0	1,8	1,6	1,5	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6
50	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	12,0	12,3	12,7	13,2	13,8	14,4	15,3	16,3	17,6	19,4	21,7	25,0	29,6	37,4	53,2	101,2
51	Закачка рабочего агента, тыс. м³ (млн. м³)/год	530,3	523,8	536,6	549,3	550,2	550,6	518,2	492,2	464,2	438,3	416,9	396,2	376,2	349,3	325,2	301,1
52	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³ (млн.м³)	5508,1	6031,9	6568,6	7117,9	7668,1	8218,7	8736,9	9229,1	9693,3	10131,6	10548,5	10944,7	11320,9	11670,2	11995,4	12296,5
53	Компенсация отбора: текущая с начала разработки, %	77,5	80	84	90	95	100	100	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4

Таблица 8.1.3 – Месторождение Кара-Арна. Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ по месторождению. II объект Вариант 2

№ п/п	Показатели	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
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	9,3	13,2	12,8	12,5	12,2	11,9	11,6	11,3	11,0	10,8	10,5	9,9	9,4	8,8	8,4	7,9
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	9,3	13,2	12,8	12,5	12,2	11,9	11,6	11,3	11,0	10,8	10,5	9,9	9,4	8,8	8,4	7,9
3	из 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
4	механизированным способом, тыс.т.	9,3	13,2	12,8	12,5	12,2	11,9	11,6	11,3	11,0	10,8	10,5	9,9	9,4	8,8	8,4	7,9
5	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	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
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скв., м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
13	В т.ч. добывающие скв.	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
14	вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	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
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года, 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
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	9,3	13,2	12,8	12,5	12,2	11,9	11,6	11,3	11,0	10,8	10,5	9,9	9,4	8,8	8,4	7,9
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	9,3	13,2	12,8	12,5	12,2	11,9	11,6	11,3	11,0	10,8	10,5	9,9	9,4	8,8	8,4	7,9
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	9,3	13,2	12,8	12,5	12,2	11,9	11,6	11,3	11,0	10,8	10,5	9,9	9,4	8,8	8,4	7,9
20	Изменение добычи нефти из переходящих 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
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих 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
22	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
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Выбытие добывающих скважин под закачку, шт.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	23	26	26	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	23	26	26	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
27	Фонд механизированных скважин, шт.	23	26	26	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
28	Ввод скважин под нагнетание.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
31	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
32	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	26,61	27,67	26,70	26,65	26,56	26,43	26,25	26,04	25,80	25,51	25,19	24,84	24,46	24,04	23,60	23,12
33	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	23,1	22,4	22,2	20,0	20,0	19,9	19,7	19,6	19,4	19,2	18,9	18,7	18,4	18,1	17,7	17,4
34	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
35	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	95,0	93,48	93,57	93,57	93,70	93,83	93,95	94,05	94,14	94,23	94,30	94,54	94,75	94,96	95,15	95,32
36	Средняя обводненность продукции фонда переходящих скважин, %	95,0	93,5	93,6	93,6	93,7	93,8	93,9	94,0	94,1	94,2	94,3	94,5	94,8	95,0	95,1	95,3
37	Средняя обводненность продукции фонда новых скважин, %	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,34	1,80	1,72	1,71	1,67	1,63	1,59	1,55	1,51	1,47	1,44	1,36	1,28	1,21	1,15	1,08
39	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	1,29	1,62	1,58	1,43	1,40	1,36	1,33	1,29	1,26	1,23	1,20	1,13	1,07	1,01	0,96	0,90
40	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	228,1	267,1	275,2	267,9	266,9	265,5	263,7	261,6	259,0	257,2	253,9	249,2	245,3	241,0	236,4	231,6
41	Добыча жидкости всего, тыс.т.	184,5	202,0	199,8	194,6	193,9	192,9	191,6	190,1	188,3	186,2	183,9	181,3	178,5	175,5	172,2	168,8
42	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	184,5	202,0	199,8	194,6	193,9	192,9	191,6	190,1	188,3	186,2	183,9	181,3	178,5	175,5	172,2	168,8
43	из новых, 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
44	мех. способом, тыс.т.	184,5	202,0	199,8	194,6	193,9	192,9	191,6	190,1	188,3	186,2	183,9	181,3	178,5	175,5	172,2	168,8
45	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	5847,0	6049,0	6248,8	6443,4	6637,3	6830,2	7021,8	7211,9	7400,2	7586,5	7770,4	7951,7	8130,2	8305,7	8478,0	8646,8
46	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	893,0	906,2	919,0	931,6	943,8	955,7	967,3	978,6	989,6	1000,4	1010,8	1020,8	1030,1	1039,0	1047,3	1055,2
47	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,264	0,268	0,272	0,276	0,279	0,283	0,286	0,290	0,293	0,296	0,299	0,302	0,305	0,307	0,310	0,312
48	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	84,6	85,9	87,1	88,3	89,5	90,6	91,7	92,8	93,8	94,8	95,8	96,8	97,6	98,5	99,3	100,0
49	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,9	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7
50	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	5,4	8,1	8,6	9,2	9,9	10,7	11,7	12,9	14,4	16,4	19,2	22,4	27,3	35,6	52,2	103,1
51	Закачка рабочего агента, тыс. м³ (млн. м³)/год	149,8	175,5	180,8	176,0	175,4	174,5	173,3	171,9	170,2	169,0	166,8	163,8	161,1	158,3	155,3	152,2
52	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³ (млн.м³)	2018,9	2194,4	2375,2	2551,2	2726,6	2901,0	3074,3	3246,2	3416,4	3585,3	3752,2	3915,9	4077,0	4235,4	4390,7	4542,9
53	Компенсация отбора: текущая с начала разработки, %	90,0	96	100	100	100	100	100	100	100	100,4	100,4	100	100	100	100	100

Таблица 8.1.4 – Месторождение Кара-Арна. Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ по месторождению. III объект Вариант 2

№ п/п	Показатели	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
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	21,7	23,3	24,3	23,5	22,7	21,9	21,1	20,4	19,7	19,0	18,3	17,7	16,3	14,9	13,3	11,5
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	20,6	20,3	24,3	23,5	22,7	21,9	21,1	20,4	19,7	19,0	18,3	17,7	16,3	14,9	13,3	11,5
3	из новых скважин, тыс.т.	1,1	3,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	механизированным способом, тыс.т.	21,7	23,3	24,3	23,5	22,7	21,9	21,1	20,4	19,7	19,0	18,3	17,7	16,3	14,9	13,3	11,5
5	Ввод новых добывающих скважин, шт	2	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	2	3	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
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут в т.ч. вертикальной	5,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	наклонно-направленной	5,5	5,5	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
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	165	165	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скв., м	1200	1300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	46,0	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8
14	В т.ч. добывающие скв.	46,0	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8
15	вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	708,1	1062,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года, тыс.т.	3,5	10,1	0,0	0,0	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	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	20,6	20,3	24,3	23,5	22,7	21,9	21,1	20,4	19,7	19,0	18,3	17,7	16,3	14,9	13,3	11,5
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	24,1	30,4	24,3	23,5	22,7	21,9	21,1	20,4	19,7	19,0	18,3	17,7	16,3	14,9	13,3	11,5
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	21,7	23,3	24,3	23,5	22,7	21,9	21,1	20,4	19,7	19,0	18,3	17,7	16,3	14,9	13,3	11,5
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-2,4	-7,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-10,1	-23,3	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
23	Мощность новых скважин, тыс.т.	3,7	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
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Выбытие добывающих скважин под закачку, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	28	27	26	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	28	27	26	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
28	Фонд механизированных скважин, шт.	28	27	26	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
29	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
32	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
33	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	38,05	41,86	45,00	44,55	43,21	41,88	40,55	39,22	37,90	36,59	35,30	34,02	32,75	31,50	30,28	29,07
34	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	42,5	49,6	47,8	45,6	45,0	43,6	42,3	40,9	39,5	38,1	36,8	35,4	34,1	32,8	31,6	30,3
35	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	5,0	5,5	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
36	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	94,4	94,40	94,35	94,50	94,62	94,65	94,67	94,68	94,69	94,69	94,69	94,68	94,90	95,15	95,48	95,93
37	Средняя обводненность продукции фонда переходящих скважин, %	94,6	95,1	94,4	94,5	94,6	94,6	94,7	94,7	94,7	94,7	94,7	94,7	94,9	95,1	95,5	95,9
38	Средняя обводненность продукции фонда новых скважин, %	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,14	2,34	2,54	2,45	2,32	2,24	2,16	2,09	2,01	1,94	1,88	1,81	1,67	1,53	1,37	1,18
40	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	2,54	2,71	3,00	2,79	2,69	2,60	2,50	2,42	2,33	2,25	2,17	2,10	1,93	1,77	1,58	1,37
41	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	132,3	131,5	127,4	117,3	110,1	102,0	98,7	95,5	92,3	89,1	86,3	76,0	73,1	70,3	67,5	64,8
42	Добыча жидкости всего, тыс.т.	385,0	415,9	430,8	426,7	421,6	408,6	395,6	382,6	369,8	357,0	344,4	331,9	319,5	307,4	295,4	283,6
43	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	383,4	413,2	430,8	426,7	421,6	408,6	395,6	382,6	369,8	357,0	344,4	331,9	319,5	307,4	295,4	283,6
44	из новых, тыс.т.	1,7	2,7	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
45	мех. способом, тыс.т.	383,4	413,2	430,8	426,7	421,6	408,6	395,6	382,6	369,8	357,0	344,4	331,9	319,5	307,4	295,4	283,6
46	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	25991,3	26407,2	26838,0	27264,6	27686,2	28094,8	28490,4	28873,0	29242,8	29599,8	29944,2	30276,1	30595,7	30903,0	31198,4	31482,0
47	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	6047,2	6070,5	6094,9	6118,3	6141,0	6162,9	6184,0	6204,3	6224,0	6243,0	6261,3	6278,9	6295,2	6310,1	6323,5	6335,0
48	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,461	0,462	0,464	0,466	0,468	0,469	0,471	0,473	0,474	0,476	0,477	0,478	0,479	0,481	0,482	0,483
49	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	95,5	95,8	96,2	96,6	96,9	97,3	97,6	97,9	98,2	98,5	98,8	99,1	99,4	99,6	99,8	100,0
50	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
51	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	7,0	8,1	9,2	9,8	10,5	11,3	12,3	13,5	15,0	17,1	19,9	23,9	29,1	37,5	53,7	100,3
52	Закачка рабочего агента, тыс. м³ (млн. м³)/год	521,7	518,4	502,1	462,4	433,9	402,1	389,3	376,5	363,9	351,3	340,1	299,6	288,3	277,2	266,2	255,4
53	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³ (млн.м³)	24071,8	24590,3	25092,3	25554,7	25988,6	26390,7	26780,0	27156,5	27520,4	27871,7	28211,8	28511,4	28799,8	29077,0	29343,2	29598,6
54	Компенсация отбора: текущая с начала разработки, %	150,0	138	129	120	114	109	109	109	109	109	109,4	100	100	100	100	100

9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Геофизические исследования

Геофизические исследования по контролю за разработкой в условиях месторождения должны быть направлены на решение следующих задач:

- уточнение геологического строения, размеров резервуара, неоднородностей пласта;
- уточнение петрофизических и гидродинамических характеристик пород коллекторов;
- контроль за выработкой пластов: выделения работающих толщин, оценки профиля и состава притока, определения текущего характера насыщения пластов, определение положения текущего ВНК;
- контроль за приёмистостью пластов в нагнетательных скважинах;
- контроль технического состояния скважин: герметичность колонны, состояние цементного кольца, наличия заколонных перетоков и причин обводнения.

Уточнение геологического строения

В соответствии с проектом разработки на месторождении предполагается бурение 5 эксплуатационных скважин. На 01.01.2025 г. всего на месторождении Кара-Арна пробурена 221 скважина. С предыдущего проекта разработки (2021 г.) бурение новых скважин не проводилось, керн не отбирался и ранее отобранный не анализировался, поэтому освещенность и характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов не изменилась.

Из 221 пробуренных на месторождении скважин керн отобран в 34х. Суммарная проходка по всему разрезу составляет 840,8 м, вынос – 336,81 м/40,1 %; по продуктивному разрезу вынесено 301,39 м (37,7 % от проходки) керна.

По продуктивному разрезу изучено 613 (525 представительных) образцов стандартным комплексом определений базовых параметров: плотности пород и зерен, открытой пористости, проницаемости, карбонатности, фракционного состава, водонефтенасыщенности прямым методом. Специальные исследования представлены следующими: УЭС $R_n=f(K_v)$, $R_p=f(K_p)$ (31обр.); ККД (24обр.); $K_{выт}$ (8обр/7мод); ОФП (15обр/15мод).

В пробуренных на месторождении скважинах комплекс ГИС, выполненный по всему разрезу, состоял из стандартного (КС, ПС, КВ) и радиоактивного каротажей (ГК+НК), инклинометрии, термометрии, резистивиметрии. В интервале продуктивной толщи комплекс детальных исследований помимо перечисленных выше, содержал замер

сопротивления боковым фокусированным зондом (БК одно- /дву-/многозондовые установки), микробоковой каротаж (МБК), индукционный каротаж (ИК одно- /многозондовые установки), микрозондирование (МКЗ); двухзондовый нейтронный (КНК), акустический (АК) и гамма-гамма плотностной (ГГКП) каротажи.

При бурении новых скважин рекомендуется продолжить проведение ранее апробированного комплекса ГИС (табл.9.5). Геофизические исследования должны проводиться при заполнении скважины раствором, на котором вскрывался разрез.

Геофизические исследования по контролю за разработкой в обсаженной скважине

Основными задачами ГИС по контролю в период разработки нефтяных залежей месторождения Кара-Арна являются:

- определение текущей нефтенасыщенности пластов-коллекторов;
- изучение профилей притока и состава пластового флюида, поступающего в скважину;
- выделение работающих толщин;
- контроль за обводнением пластов;
- контроль технического состояния скважин и скважинного оборудования.

За период с 2021 по 2024 год на месторождении Кара-Арна сервисной компанией ТОО «УзеньГеоСервис» и ТОО «НПП «УралНефтеГазСервис» было выполнено 43 геофизических исследования по контролю за разработкой в 25 скважинах: 8, 13, 28, 52, 56, 64, 69, 78, 87, 95А, 98, 115, 122, 124, 130, 133, 138, 141, 143, 421, 471, 447, 165, 166, 429 – 11,3 % скважин от действующего фонда (табл.9.1).

Всего выполнено:

- 11 исследований профиля и состава притока в 9 скважинах;
- 24 исследования текущего насыщения в 24 скважинах;
- 8 исследований технического состояния в 7 скважинах.

Таблица 9.1 – Объём выполненных исследований по контролю за разработкой

№	№ скв.	Дата	Тип работ	Приборы	Методы
2021					
1	28	01.03.2021	Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	СОВА-3, ЦСП-ИННК-43	ГК, ННК, ИННК
2	64	01.07.2021	Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	СОВА-3, ЦСП-ИННК-43	ГК, ННК, ИННК
3		14.07.2021	Определение тех. состояния	КСАТ-12	ГК, ЛМ, ТМ, БМ, РИ, ТА, ВЛ, РМ
4	78	20.10.2021	Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	СОВА-3, ЦСП-ИННК-43	ГК, ЛМ, ННК, ИННК
5	87	30.07.2021	Определение тех. состояния	КСАТ-12	ГК, ЛМ, ТМ, БМ, РИ, ТА, ВЛ, РМ

КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ
СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Продолжение таблицы 9.1

6		12.12.2021	Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	СОВА-3, ЦСП-ИННК-43	ГК, ЛМ, ННК, ИННК
7	98	09.04.2021	Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	СОВА-3, ЦСП-ИННК-43	ГК, ЛМ, ННК, ИННК
8	124	22.02.2021	Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	СОВА-3, ЦСП-ИННК-43	ГК, ЛМ, ННК, ИННК
9	138	08.02.2021	Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	ЦСП-ИННК-43	ИННК
10		09.02.2021	Определение профиля и состава притока	КСАТ-12	ГК, ЛМ, ТМ, БМ, РИ, ТА, ВЛ, РМ
11	429	26.03.2021	Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	СОВА-3, ЦСП-ИННК-43	ГК, ННК, ИННК
2022					
12	13	15.01.2022	Исследование методами ГК, НГК и ННКт	СОВА-3, ЦСП-ИННК-43	ГК, ННК, ИННК
13	52	05.07.2022	Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	ЦСП-ИННК-43	ИННК
14	56	19.03.2022	Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	ЦСП-ИННК-43	ИННК
15	69	16.10.2022	Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	ЦСП-ИННК-43	ИННК
16	87	09-10/12.02.2022	Определение тех.состояния	СОВА-3	ГК, ЛМ, ТМ, БМ, РИ, ТА, ВЛ,
17	115	18.04.2022	Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	ЦСП-ИННК-43	ИННК
18	130	25.07-19.08.2022	Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	ЦСП-ИННК-43	ИННК
19	133	21.10.2022	Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	ЦСП-ИННК-43	ИННК
20	166	13.06.2022	Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	ЦСП-ИННК-43	ИННК
2023					
21	165	23-24.11.2023	Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	ЦСП-ИННК-43	ИННК
22		23-24.11.2023	Определение профиля и состава притока	СОВА-С9-38	ГК, ЛМ, ТМ, БМ, РИ, ТА, ВЛ, РМ
2024					
1	8	04.01.2024	Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	2ИНГК-43М	ГК, ННК, БК, ИННК
2	122	16-19.03.2024	Определение профиля притока и состава притока	СОВА-3	ГК, ЛМ, ТМ, БМ, РИ, ТА, ВЛ, РМ
3			Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	2ИНГК-43М	ГК, ННК, БК, ИННК
4			Определение тех состояния экс колонны (АКЦ, ЭМДС)	2АК-К, ЭМДС-МП	-
5	141	12-13.03.2024	Определение профиля притока и состава притока	СОВА-3	ГК, ЛМ, ТМ, БМ, РИ, ТА, ВЛ, РМ
6			Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	АИНК-43	ГК, ННК, БК, ИННК
7			Определение тех состояния экс колонны (АКЦ)	МАК-9, ЭМДС-ТМ-42Е	-
8		21.07.2024	Определение профиля притока и состава притока	СОВА-3	ГК, ЛМ, ТМ, БМ, РИ, ТА, ВЛ, РМ
9	143	18-19.08.2024	Определение профиля притока струйным насосом	Кса-Т12-43	ГК, ЛМ, ТМ, МН СТИ, РГД, ВЛГ
10			Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	АИНК	ГК, ННК, ИННК
11	421	01-06.08.2024	Определение профиля притока и состава притока	PLT-92	ГК, ЛМ, ТМ, БМ, РИ, ТА, ВЛ, РМ
12			Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	АИНК-43	ГК, ННК, ИННК

Продолжение таблицы 9.1

13	447	07-10.08.2024	Определение профиля притока и состава притока	Кса-Т12-43	ГК, ЛМ, ТМ, БМ, РИ, ТА, ВЛ, РМ
14			Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	АИНК-43	ГК, ННК, ИННК
15		02.08.2024	Определение тех состояния экс колонны (АКЦ)	2АК-К	-
16	471	24-25.03.2024	Определение профиля притока и состава притока	СОВА-3	ГК, ЛМ, ТМ, БМ, РИ, ТА, ВЛ, РМ
17			Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	АИНК-43	ГК, ННК, ИННК
18	95а	09-10.03.2024	Определение профиля притока и состава притока	СОВА-3	ГК, ЛМ, ТМ, БМ, РИ, ТА, ВЛ, РМ
19		30.06.2024	Определение профиля притока струйным насосом	СОВА-3	ГК, ЛМ, ТМ, БМ, РИ, ТА, ВЛ, РМ
20			Определение текущей нефтенасыщенности (ИННК)	АИНК-43	ГК, ННК, ИННК
21		09-10.03.2024	Определение тех состояния экс колонны (АКЦ+МИД-к)	ДИАЛОГ-АКШ- D73	-

Определение профиля притока и состава притока

Сервисными компаниями ТОО «УзеньГеоСервис» и ТОО «НПП «УралНефтеГазСервис» выполнены 11 исследований по определению профиля и состава притока комплексными приборами СОВА-3, ПЛТ-92, Кса-Т12-43, содержащими датчики: ГК, локатор муфт (ЛМ), термометр (ТМ), манометр (БМ), термодобитомер (ТА), резистивиметр (РИ), влагомер (ВЛ) и модуль механического расходомера (РМ). Исследования проводились в статическом режиме после технологического простоя скважины 12 часов и в динамическом при работе струйного насоса или свабировании.

Полученные данные удовлетворительного качества и позволили оценить техническое состояние эксплуатационной колонны (оценку герметичности колонны, выявить заколонные перетоки) и определить приточные интервалы. По результатам исследований установлено, что состав притока из перфорированных пластов характеризуется как вода или вода с нефтью, что связано с заколонной циркуляцией воды из неперфорированных водонасыщенных пластов за счет разрушения контакта цементного камня с колонной и породой, а также с подъемом ВНК. Коэффициент охвата разработкой эффективных толщин (Кохв1) изменяется в диапазоне от 0,37 д.ед. до 1,0 д.ед.; охвата перфорированной толщины работой (Кохв.2) 0,1-1,0 д.ед. Кратко результаты исследований представлены в таблице 9.2.

В дальнейшем рекомендуется продолжить проводить ГИС-к (табл.9.5). Разовые замеры должны проводиться при вводе новых скважин в эксплуатацию, в частности при перфорации коллекторов с различающимися ФЕС, а также в скважинах до и после проведения КРС, ПРС и т.п. В длительно работающих скважинах рекомендуется проводить ГИС по контролю, если замечены существенные изменения в технологических показателях работы скважины, изменении состава флюида (например, обводнении продукции).

Таблица 9.2 – Результаты определения работающих толщин и технического состояния в добывающих скважинах

№ скв	Дата ГИС-к	Гори зонт	Интервал перфораций, м	Интервал притока/ухода, м	Дебит, м³/сут	Дебит, %	Кох-вата д.ед.	Характер поступающего флюида	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
138	08.02.2021	K ₂ c	510,0-512,0	510,0-512,0	2,5	5,0			Слабая работа
		K ₂ c	517,0-519,0	517,0-519,0	12,3	25,0		Жидкость*	Судить о составе поступающего флюида из перфорированных интервалов затруднительно из-за интенсивного притока воды из интервала нарушения 593,2-594,3м.
		K ₂ c	-	593,2-594,3	34,5	70,0		Вода	
		K ₂ c	-	-	49,3	100,0			
87	09-12.02.2022	K ₁ a	1044,0-1054,0	1051,0-1053,6	41,0	100,0	-	Вода	По термометрии на разных режимах отмечается изменение градиента в интервале 1051,0-1053,6 м, связанное с негерметичностью эк/колонны
165	23.11.2023	K ₁ a	1049,5-1052,0	1049,5-1052,5	52,3	100,0	0,73	Вода	По замерам термометрии в динамическом и статическом режимах исследований ниже подошвы перфорированного интервала в интервале 1052,5-1058,2 м наблюдается изменение термоградиента, которое наиболее вероятно связано с заколонным перетоком из нижележащих пластов-коллекторов.
95a	09-10.03.2024г	K ₂ c	507,5-510,0	507,5-510,0	-	39,3	1,00	Нефть+вода	Ниже интервала перфорации 507,5-510,0м. прослеживается заколонный переток жидкости снизу. Характер приточной жидкости из 507,5-510,0м. по данным влагометрии – нефть+вода. Приток с места нарушения изоляции – пластовая вода. Забой герметичен.
		-	931,4-934,3	негерметичность колонны		60,7		Вода	
95a	30.06.2024г	K ₂ c	507,0-510,0	508,3-510,0	не рассчитан		0,60	Вода	Приток жидкости наблюдается из интервала перфорации 507,0-510,0м. - пластовая вода возможно с пленкой нефти. Из-за отсутствия зумпфа скважины и загрязнения призабойной зоны подошву интервала перфорации описать невозможно (аномалия по СТИ).
122	16-19.03.2024	K ₁ a	1055,5-1061,7	1055,5-1058,0	65,2	57,0	0,10	Вода+нефть	По замерам термометрии в динамическом и статическом режимах ниже подошвы перфорированного интервала в интервале 1065,0-1068,8 м - изменение термоградиента, которое вероятно связано с перетоком жидкости по пласту. Нарушений целостности эксплуатационной колонны кроме интервалов перфорации не выявлено. РГХА отмечается в интервале 1055,7-1067,6 м. Забой герметичен
		K ₁ a	1063,0-1065,0	1063,5-1065,0	49,1	43,0		Вода+нефть	

Продолжение таблицы 9.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
141	12- 13.03.2024г	K _{1a}	1058,5-1061,5	1058,5- 1061,5	-	100,0	1,0	Вода+пленка нефти	Ниже интервала перфорации 507,5-510,0м. прослеживается заколонный переток жидкости снизу. Высокая обводненность приточной жидкости обусловлена поступлением воды снизу интервала перфорации. Забой скважины герметичен
141	20- 21.07.2024г	K _{1a}	1058,5-1061,5	1059-1061,5	-	100,0	0,8	Вода	По результатам исследований приточный интервал приурочен к интервалу перфорации 1058,5-1061,5м. в границах 1059,0-1061,5м. Характер притока вода возможно «глушѐнная» при работах по изоляции водопритока. Разноскоростную расходомерию, вследствие загрязненности скважины, не удалось записать. Забой скважины герметичен.
143	18- 19.08.2024	K _{1a1}	979,0-981,5	980,0-981,5	11,7	20,0	0,6	Вода с пленкой нефти	Основной работающий водой с пленкой нефти интервал определяется по термометрии, расхотметрии и термодобитометрии 984,0-986,0 м, менее интенсивно работает интервал 980,0-981,5 м. По замерам термометрии в интервале 986,0-989,7 м отмечается изменение интенсивности градиента, возможно переток жидкости по пласту. Забой герметичен.
		K _{1a1}	984,0-986,0	984,0-986,0	47,0	60,0	1,0	Вода с пленкой нефти	
421	01- 06.08.2024 г	K _{2c}	513,5-515,0	513,5-514,5	30,3	100,0	0,7	Вода	В динамике основной работающий водой интервал определяется по термометрии, расхотметрии и термодобитометрии 513,5-514,5. РГХА отмечается в интервале 505,0-забой. По замерам термометрии в интервале 515-523,7м отмечается изменение интенсивности градиента, возможно связанное с заколонным перетоком жидкости. Нарушений целостности кроме интервалов перфорации не выявлено. Забой герметичен.
447	07- 08.08.2024 г	K _{2c}	505,0-508,0	506,9-508	76,1	100,0	0,2	Вода	В динамике основной работающий водой интервал определяется по термометрии, расхотметрии и термодобитометрии 506,9-508,0 м. РГХА отмечается в интервалах 503,0-512,0 м, 531,0-забой. По замерам термометрии в интервале 508,0-510,0 м отмечается изменение интенсивности градиента, возможно связанное с движением жидкости по пласту. Забой герметичен
471	24- 25.03.2024	K _{2c}	506,0-510,5	507,5-510,5	25,4	35,0	0,2	Вода+нефть	Приток жидкости поступает с интервалов– 507,5-510,5 м, 512,5-514,2 м. Работу подошвы интервала 512,5-515,5 оценить затруднительно из-за влияния осадка. РГХА отмечается в интервале 514,3-забой м. Зумпф скважины <5м., оценить заколонные перетоки снизу и герметичность забоя затруднительно.
		K _{2c}	512,5-515,5	512,5-514,2	47,2	65,0		Вода	

Техническое состояние скважин

За весь период разработки месторождения Кара Арна геофизические исследования по контролю технического состояния обсаженных скважин выполнялись в каждой законченной строительством скважине и далее в процессе эксплуатации скважин.

За период после последнего проектного документа исследования технического состояния скважин выполнены в четырех скважинах – 64, 87, 138, 165. Исследования при закачке выполнены при изолированных взрыв-пакером перфорированных интервалах (скв.64, 87). При исследованиях в режиме отбора струйным насосом задача по определению герметичности эксплуатационной колонны решалась совместно с определением профиля притока. Результаты исследований кратко представлены в таблице 9.1.2.

В скважинах 95А, 122, 141, 447 были проведены временные исследования по определению технического состояния скважин методами АКЦ и ЭМДСТ/МИД. Контакт цемента с колонной по данным акустического цементатжа представлены в таблице 9.3. По данным ЭМДСТ/МИД-к нарушений целостности колонны кроме перфорированных интервалов не выявлено.

Таблица 9.3 – Контакт цемента с колонной по данным акустического цементатжа

№ скв.	Дата исследования	Контакт цемента с колонной, %			
		сплошной	частичный	плохой	отсутствует
95А	09-10.03.2024	42,8	26,9	30,3	0,0
	29.04.2008	38,6	21,1	35,9	4,4
122	16-19.03.2024	29,7	10,4	48,0	11,9
	11.05.2005	40,4	30,0	28,4	1,2
141	12-13.03.2024	35,6	30,0	30,8	3,6
	10-11.11.2010	1,3	8,2	90,5	0,0
447	02.08.2024	92,7	0,0	0,0	7,3

Судить о причинах улучшения качества изоляции заколонного пространства затруднительно. Ухудшение связано с разрушением цементного камня в процессе эксплуатации.

Текущее техническое состояние скважин определялось также совместно с определением профиля притока методами ГИС-к. По результатам исследования технического состояния скважин негерметичности забоя не отмечается. Нарушение герметичности эксплуатационной колонны выявлены в скважинах №64, 87, 95А, 138, а скважинах №141, 165 – заколонные перетоки из нижележащих водоносных коллекторов.

Далее необходимо продолжить проведение исследований оценки технического состояния скважин: эксплуатационных колонн и качества изоляции заколонного пространства. Начальные исследования тех.состояния проводятся непосредственно после

выхода скважины из бурения и спуска обсадной колонны; состоят из определения качества цементировки колонн акустической цементометрией (АКЦ).

Последующие периодические исследования в процессе эксплуатации скважин проводятся по мере необходимости. Задача оценки технического состояния скважин может решаться комплексом методов «приток-состав-флюида», описанным выше, дополненным в случае необходимости АКЦ, скважинной гамма-дефектометрией-толщинометрией (СГДТ) или электромагнитной дефектоскопией (ЭМДС-Т/МИД) (табл.9.1.5).

Текущее насыщение

Для определения текущей насыщенности пластов-коллекторов за период после предыдущего проекта разработки выполнены исследования импульсным нейтронным каротажем (ИННК/ИНГК) в 24 скважинах: 8, 13, 28, 52, 56, 64, 69, 78, 95а, 98, 115, 122, 124, 130, 133, 138, 141, 143, 165, 166, 471, 421, 447, 429, что составляет 10,8% пробуренного фонда скважин.

По результатам интерпретации выполненных исследований все неперфорированные нефтенасыщенные коллекторы охарактеризованы как обводнённые или с остаточной нефтенасыщенностью, вероятно, за счет выработки по залежам в соседних скважинах. Результат интерпретации ИНК, выполненного в интервалах перфорированных нефтенасыщенных пластов, искажен влиянием жидкости, которой заполнен ствол скважины и может быть применен только для ориентировочного пользования (таблица 9.4).

Для контроля за положением уровня водонефтяного контакта и оценки текущей нефтенасыщенности коллекторов, а также возможно пропущенных продуктивных коллекторов, рекомендуется проводить ГИС-к в действующих скважинах, расположенных вблизи ВНК, с включением в комплекс импульсных нейтронных методов (ИННК/ИНГК/УКК). Поскольку достоверность определения текущей нефтенасыщенности и ВНК против перфорированных пластов-коллекторов снижается из-за искажающего влияния пристволенной зоны пласта на показания зондов ИННК, рекомендуется ИНК выполнять в скважинах, где продуктивные пласты не вскрыты перфорацией.

В таблице 9.5 приведены виды геофизических исследований и периодичность их выполнения.

Таблица 9.4 – Результаты определения текущей нефтенасыщенности методом ИННК

Таблица 3.4. Результаты определения текущей нефтенасыщенности методом ИННК													
№ скв	Гори зонт	ГИС в открытом стволе							Текущая насыщенность по ИННК				
		Интервал коллектора, м		Кгл	Кп	Кнг	Характер насыщения	Дата ГИС-к	Интервал коллектора, м.		hэф	Кнг	Характер насыщения по ИННК
		Кров-ля	Подош-ва	д.ед.	д.ед.	д.ед.			Кровля	Подошва	м.	д.ед.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
28	K _{1a}	1022,0	1025,9	-	-	-	Нефть	01.03.2021	1020,6	1024,4	3,8	-	*остаточные углеводороды
	K _{1a}	1025,9	1030,4	-	-	-	Нефть		1024,4	1025,7	1,3	-	*обводнен
				-	-	-			1025,7	1029,4	3,7	-	обводнен
64	K _{2c}	508,0	515,0	-	-	-	Нефть	01.07.2021	514,8	520,4	5,6	-	возможно, уплотненный
	K _{2c}	517,0	520,0	-	-	-	Нефть		977,0	980,4	3,4	-	возможно, уплотненный
	K _{1a1}	983,0	990,0	-	-	-	Нефть		1048,8	1055,8	7,0	-	водонасыщенный
	K _{1a1}	990,0	992,4	-	-	-	Вода		1056,6	1058,6	2,0	-	водонасыщенный
	K _{1a}	1060,0	1065,0	-	-	-	Нефть		1067,2	1068,4	1,2	-	водонасыщенный
	K _{1a}	1067,2	1075,0	-	-	-	Нефть		1072,0	1073	1,0	-	водонасыщенный
				-	-	-			1076,2	1079	2,8	-	водонасыщенный
78	K _{2c}	503,7	506,2	0,08	0,36	0,76	Нефть	20.10.2021	504,5	506,3	1,8	-	глинистый маломощный продуктивный пропласток
	K _{2c}	509,8	518,7	0,11	0,32	0,77	Нефть		511,9	517,8	5,9	-	нефтенасыщенный
									517,8	519	1,2	-	обводнен со слабым присутствием УВ
	K _{2c}	523,7	533,0	0,29	0,27	0,02	Вода		522,1	533	10,9	-	водонасыщенный
	K _{1a1}	976,8	980,7	0,26	0,28	0,77	Нефть		977,1	979,6	2,5	0,48	частично обводнен с ВНК
	K _{1a1}	983,1	985,9	0,25	0,27	0,66	Нефть		979,6	983,2	3,6	0,29	обводнен
									983,2	986,1	2,9	0,24	обводнен
	K _{1a}	1060,8	1063,1	0,22	0,29	0,74	Нефть		1061,0	1063,0	2,0	0,21	обводнен
K _{1a}	1066,0	1071,2	0,19	0,26	0,81	Нефть	1067,0	1071,0	4,0	0,18	обводнен		

Продолжение таблицы 9.4

Продолжение таблицы 2.4													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
87	K1a1	966,0	980,2	0,24	0,30	0,74	Нефть	12.12.2021	964,4	968,6	4,2	0,26*	остаточно нефтенасыщенный
	K1a2	992,5	998,3	0,28	0,30	0,20	Вода		968,6	971,3	2,7	0,24*	остаточно нефтенасыщенный
									971,3	973,5	2,2	0,07*	обводнен
									973,5	977,5	4,0	0,09	обводнен
									984,5	987,4	2,9	0,00	водонасыщенный
									991,4	995,8	4,4	0,00	водонасыщенный
									1045,0	1047,8	2,8	0,02	обводнен
	K1a	1046,3	1060,2	0,26	0,28	0,78	Нефть		1053,3	1057,4	4,1	0,06	обводнен
98	K2c	502,4	507,7	0,25	0,32	0,71	Нефть	09.04.2021	503,5	507,0	3,5	-	слабонефтегазонасыщенный
	K2c	508,3	510,2	0,15	0,32	0,82	Нефть		509,0	511,0	2,0	-	остаточное насыщение
	K2c	510,7	514,6	0,19	0,33	0,78	Нефть		512,0	515,2	3,2	-	слабонефтегазонасыщенный
	K1a1	979,0	982,6	0,24	0,30	0,66	Нефть		971,6	973,2	1,6	-	плотный
	K1a1	983,4	985,4	0,24	0,32	0,63	Нефть		979,0	983,2	4,2	-	*остаточное насыщение
	K1a1	985,4	988,9	0,37	0,28	0,16	Вода		983,2	984,3	1,1	-	обводнен
	K1a1	985,4	988,9	0,37	0,28	0,16	Вода		984,3	989,1	4,8	-	водонасыщенный
124	K2c	502,2	505,0	-	-	-	Нефть	26.02.2021	502,9	504,9	2,0	-	остаточные углеводороды
	K2c	505,5	510,7	-	-	-	Нефть		505,7	509,7	4,0	-	*остаточные углеводороды
	K2c	510,7	511,6	-	-	-	Нефть		509,7	510,3	0,6	-	*возможно уплотненный
	K2c	511,6	514,4	-	-	-	Нефть		511,7	512,4	0,7	-	*обводнен
	K2c	514,4	515,5	-	-	-	Нефть		513,3	514,3	1,0	-	*обводнен
	K2c	515,5	516,7	-	-	-	Нефть		515,4	516,8	1,4	-	обводнен
	K2c	517,8	522,6	-	-	-	Нефть		517,9	522,1	4,2	-	обводнен
138	K2c	510,1	512,1	0,25	0,27	0,59	Нефть	08.02.2021	510,7	512,0	1,3	0,43*	остаточные углеводороды
	K2c	517,2	520,4	0,23	0,28	0,62	Нефть		516,8	520,0	3,2	0,44*	остаточные углеводороды
	K2c	522,3	523,2	0,30	0,28	0,47	Нефть		522,2	525,8	3,6	0,18	обводнен
	K2c	526,4	536,4	0,20	0,29	0,01	Вода		525,8	530,0	4,2		вода
429	K2c	506,7	507,7	0,26	0,29	0,69	Нефть	26.03.2021	506,7	507,7	1,0	0,17	обводнен
	K2c	507,7	510,0	0,15	0,33	0,79	Нефть		507,7	510,0	2,3	0,12	*обводнен
	K2c	510,8	513,6	0,18	0,32	0,79	Нефть		510,8	513,6	2,8	0,11	*обводнен

Продолжение таблицы 9.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	K2c	514,4	515,7	0,36	0,27	0,60	Нефть		514,4	515,7	1,3	0,13	обводнен
	K2c	515,7	518,5	0,14	0,32	0,70	Нефть		515,7	517,3	1,6	0,25	остаточные углеводороды
13	-	-	-	-	-	-	-	15.01.2022	501,9	504,3	2,4	-	не ясно, глинистый, низкое УЭС
	-	-	-	-	-	-	-		514,7	516,2	1,5	-	не ясно, глинистый, низкое УЭС
	K2c	520,5	536,0	0,18	-	-	Вода		523,9	525,3	1,4	-	водонасыщенный;
	-	538,0	563,5	0,12	-	-	Вода		526,2	536,4	10,2	-	водонасыщенный;
	-	566,2	579,0	0,12	-	-	Вода		538,0	579	41	-	водонасыщенный;
	-	-	-	-	-	-	-		583,0	589,0	6,0	-	водонасыщенный;
52	K2c	507,8	509,5	0,13	0,36	0,78	Нефть	05.07.2022	507,8	509,5	1,7	0,26	слабонефтенасыщенный
	K2c	511,0	512,4	0,12	0,35	0,72	Нефть		511,0	512,4	1,4	0,21	слабонефтенасыщенный
	K2c	518,6	519,5	0,37	0,29	0,56	Нефть		518,6	519,5	0,9	0,16	остаточные углеводороды
	K2c	521,0	524,4	0,31	0,30	0,58	Нефть		521,0	524,4	3,4	0,28	слабонефтенасыщенный
	K2c	524,4	528,7	0,24	0,28	0,02	Вода		524,4	528,7	4,3	0,02	водонасыщенный
56	K2c	508,0	520,0	0,24	0,28	0,71	Нефть	19.03.2022	508,0	516,0	8,0	0,24	остаточно нефтенасыщенный
	K2c	533,0	542,0	0,20	0,27	0,04	Вода		516,0	520,0	4,0	0,12	обводнен
69	K2c	506,5	510,1	0,39	0,3	0,65	Нефть	16.10.2022	506,5	510,1	3,6	0,34*	остаточные углеводороды
	K2c	510,5	512,7	0,24	0,28	0,64	Нефть		510,5	512,7	2,2	0,32*	остаточные углеводороды
	K2c	513,3	515,5	0,25	0,26	0,74	Нефть		513,3	515,5	2,2	0,21*	обводнен
115	K2c	503,0	510,5	0,19	0,34		Нефть	18.04.2022	503,0	510,5	7,5		обводнен
	K2c	511,4	515,4	0,18	0,32		Нефть		511,4	515,4	4,0		остаточно нефтенасыщенный
	K2c	516,2	518,8	0,21	0,32		Нефть		516,2	518,8	2,6		обводнен
	K2c	520,0	522,1	0,10	0,33		Нефть		520,0	522,1	2,1		остаточно нефтенасыщенный
	K2c	525,0	531,2	0,14	0,32		Вода		525,0	531,2	6,2		водонасыщенный
	K2c	531,8	546,9	0,09	0,33		Вода		531,8	546,9	15,1		водонасыщенный
	K1a	1051,2	1066,1	0,10	0,31	0,84	Нефть		1051,2	1066,1	14,9	0,18*	обводнен
130	K2c	505,4	508,5	0,36	0,28	0,58	Нефть	25.07-19.08.2022	505,4	508,5	3,1	0,28	с присутствием УВ
	K2c	508,5	511,4	0,19	0,31	0,66	Нефть		508,5	511,4	2,9	0,23	с присутствием УВ
	K2c	512,2	513,2	0,31	0,28	0,54	Нефть		512,2	513,2	1,0	0,24	с присутствием УВ
	K2c	514,0	517,7	0,19	0,32	0,66	Нефть		514,0	517,7	3,7	0,21	с присутствием УВ
	K2c	520,0	523,0	0,14	0,33	0,6	Нефть		520,0	523	3,0	0,16	Обводнен

Продолжение таблицы 9.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	K2c	523,9	527,8	0,19	0,31	0,15	Вода		523,9	527,8	3,9	0,15	Водонасыщенный
	K1a1	965,9	967,8	0,33	0,29	0,54	Нефть		965,9	967,8	1,9	0,16	Обводнен
	K1a1	969,0	970,0	0,37	0,27	0,58	Нефть		969,0	970	1,0	0,18	с присутствием УВ
	K1a1	970,0	974,4	0,08	0,35	0,82	Нефть		970,0	974,4	4,4	0,34*	Слабонефтенасыщенный
	K1a1	974,4	976,4	0,24	0,29	0,77	Нефть		974,4	976,4	2,0	0,19*	с присутствием УВ
	K1a1	976,4	978	0,28	0,27	0,6	Нефть		976,4	978	1,6	0,20*	с присутствием УВ
	K1a1	978,5	981,4	0,3	0,29	0,48	Нефть		978,5	981,4	2,9	0,15*	Обводнен
	K1a	1049,6	1053,1	0,13	0,31	0,8	Нефть		1049,6	1053,1	3,5	0,28	Слабонефтенасыщенный
	K1a	1053,1	1060	0,18	0,33	0,77	Нефть		1053,1	1060	6,9	0,17	с присутствием УВ
	K1a	1060,6	1062,2	0,29	0,26	0,75	Нефть		1060,6	1062,2	1,6	0,05	Обводнен
130	K2c	505,4	508,5	0,36	0,28	0,58	Нефть	25.07.2022	505,4	508,5	3,1	0,28	с присутствием УВ
	K2c	508,5	511,4	0,19	0,31	0,66	Нефть		508,5	511,4	2,9	0,23	с присутствием УВ
	K2c	512,2	513,2	0,31	0,28	0,54	Нефть		512,2	513,2	1	0,24	с присутствием УВ
	K2c	514,0	517,7	0,19	0,32	0,66	Нефть		514,0	517,7	3,7	0,21	с присутствием УВ
	K2c	520,0	523,0	0,14	0,33	0,6	Нефть		520,0	523	3	0,16	Обводнен
	K2c	523,9	527,8	0,19	0,31	0,15	Вода		523,9	527,8	3,9	0,15	Водонасыщенный
	K1a1	965,9	967,8	0,33	0,29	0,54	Нефть		965,9	967,8	1,9	0,16	Обводнен
	K1a1	969,0	970,0	0,37	0,27	0,58	Нефть		969,0	970	1,0	0,18	с присутствием УВ
	K1a1	970,0	974,4	0,08	0,35	0,82	Нефть		970,0	974,4	4,4	0,34*	Слабонефтенасыщенный
	K1a1	974,4	976,4	0,24	0,29	0,77	Нефть		974,4	976,4	2,0	0,19*	с присутствием УВ
	K1a1	976,4	978,0	0,28	0,27	0,6	Нефть		976,4	978	1,6	0,20*	с присутствием УВ
	K1a1	978,5	981,4	0,3	0,29	0,48	Нефть		978,5	981,4	2,9	0,15*	Обводнен
133	-	-	-	-	-	-	-	21.10.2022	501,7	503,5	1,8	-	Неоднородный слабопродуктивный
	K2c	505,3	507,8	0,31	0,23	0,5	Нефть		505,8	508,5	2,7	0,29	
	K2c	510,3	513,8	0,27	0,26	0,68	Нефть		510,3	512,1	1,8	0,21	
	K2c	516,6	519,8	0,24	0,29	0,69	Нефть		512,1	514,3	2,2	0,24	
	K2c	516,6	519,8	0,24	0,29	0,69	Нефть		516,8	522,2	5,4	0,27	
	K1a1	964,5	977,6	0,19	0,33	0,74	Нефть		965,3	968,8	3,5		остаточные УВ
	K1a1	964,5	977,6	0,19	0,33	0,74	Нефть		968,8	972,3	3,5		остаточные УВ
	K1a1	992,2	996,5	0,37	0,3	0,22	Вода		972,3	978,2	5,9		остаточные УВ
166	K2c	490,6	491,6	-	0,22	0,4	Нефть	13.06.2022	490,6	491,6	1	0,17	Остаточно нефтенасыщенный
	K2c	492,2	495	0,37	0,28	0,64	Нефть		492,2	495	2,8	0,21*	Остаточно нефтенасыщенный

Продолжение таблицы 9.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	K2c	498,3	508,4	0,1	0,34	0,82	Нефть		498,3	508,4	10,1	0,18*	Остаточно нефтенасыщенный
									508,4	509,2	0,8	0,1	Водонасыщенный
	K2c	510,3	513,5	0,24	0,29	0,12	Вода		510,3	513,5	3,2	0,04	Водонасыщенный
165	K1a	1049,7	1052,6	0,04	0,31	0,84	Нефть	23.11.2023	1050,0	1052,7	2,7	0,10*	Обводнен
	K1a	1055,8	1058,2	0,11	0,28	0,60	Нефть		1056,0	1058,0	2,0	0,35	Вода+нефть
	K1a	1058,6	1061,0	0,12	0,29	0,78	Нефть		1058,7	1061,1	2,4	0,33	Вода+нефть
	K1a	1061,0	1063,0	0,19	0,28	-	Обводнен		1061,1	1063,0	1,9	0,05	Водонасыщенный
95A	K2c	507,9	508,8	0,39	0,255	0,57	Нефть	09- 10.03.2024	507,9	510,0	-	до 45,0	Слабонефтенасыщенный
	K2c	508,8	510,2	0,22	0,32	0,74	Нефть						
	K2c	511,1	513	0,28	0,32	0,62	Нефть		511,1	512,4	-	до 35,0	Признаки УВ
	K2c	513	515,4	0,23	0,32	0,70	Нефть		513,1	515,3	-	до 30,0	признаки УВ
	K2c	516,1	518,6	0,30	0,29	0,62	Нефть		516,4	518,0	-	до 30,0	признаки УВ
	K2c	523,6	524,5	0,35	0,29	0,13	Вода						
	K2c	525,3	527,0	0,25	0,28	0,11	Вода		525,8	529,2	-	-	Водонасыщенный
	K2c	527,2	529,0	0,26	0,32	0,17	Вода						
	-	535,6	536,9	0,32	0,27	0,11	Вода						
	-	537,7	553,7	0,20	0,30	0,14	Вода		538,4	553,7	-	-	Водонасыщенный
122	K2c	500,0	504,0	-	-	-	Нефть	16- 19.03.2024	500,0	504,0	4,0	-	Обводнен
	K2c	509,0	522,0	-	-	-	Нефть		509,0	522,0	13,0	-	Обводнен
	-	1055,7	1062,3	0,21	0,31	0,77	Нефть		1055,7	1062,3	6,6	*0,29	Слабонефтенасыщенный
	-	1062,3	1066,9	0,25	0,31	0,71	Нефть		1062,3	1066,9	4,6	*0,28	Слабонефтенасыщенный
141	разд.	1005,3	1010,4	0,26	0,32	0,29	Вода	12- 13.03.2024	1005,1	1010,2	-	-	Водонасыщенный
	K1a	1058,7	1063,4	0,12	0,36	0,77	Нефть		1058,2	1063,4	-	до 62,0	Нефтенасыщенный
	K1a	1064,8	1070,9	0,21	0,3	0,82	Нефть		1064,8	1069,6	-	до 69,0	Нефтенасыщенный
	K1a	1070,9	1072	0,33	0,26	-	Нефть		1069,6	1071,1	-	28,0	Частично обводнен
143	K2c	506,0	508,7	0,15	0,32	0,70	Нефть	18- 19.08.2024	506,3	508,7	2,4	0,41	Слабонефтегазон.песч-к
	K2c	512,6	514,1	0,17	0,22	0,49	Нефть		512,4	514,1	1,7	0,37	Обводнен, загл.песч-к
	K2c	514,7	518,8	0,12	0,32	0,70	Нефть		514,9	521,3	6,4	0,3	Обводнен.песч-к
	K2c	518,8	521,3	0,22	0,29	0,56	Нефть						

Продолжение таблицы 9.4

Продолжение таблицы 2.4																	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14				
	K2c	526,1	534,6	0,26	0,22	0,01	Вода		526,4	551,6	25,2	0,3	Водонасыщен.песч-к				
	K2c	535,2	540,7	0,22	0,27	0,01	Вода										
	K2c	541,5	551,4	0,34	0,25	0,01	Вода										
	K1a1	979,3	981,4	0,18	0,32	0,74	Нефть						979,2	981,4	2,2	0,47	Остаточное насыщение.песч-к
	K1a1	984,1	987,1	0,3	0,27	0,6	Нефть						983,9	987,2	3,3	0,36	Остаточное насыщение.загл.песч-к
	K1a1	987,6	990,4	0,28	0,29	0,37	Вода						987,2	989,7	2,5	0,35	Обводнен, песч-к
	K1a1												989,7	990,4	0,7	0,4	Водонасыщен.загл.песч-к
	K1a1	991,3	992,4	0,34	0,22	0,1	Вода						991,5	992,4	0,9	0,3	Водонасыщен.песч-к
421	K2c	506,1	506,7	-	0,27	0,53	Нефть	01-06.08.2024	506,1	506,7	0,6	0,1	Водонасыщенный				
	K2c	509,0	511,6	0,16	0,33	0,77	Нефть		509,0	511,6	2,6	0,28	Обводнен				
	K2c	513,7	515,2	0,28	0,27	0,77	Нефть		513,7	515,2	1,5	0,26	Обводнен				
	K2c	516,4	520,8	0,2	0,31	0,72	Нефть		516,4	520,8	4,4	0,18	Обводнен				
	K2c	521,5	522,2	0,24	0,29	0,64	Нефть		521,5	522,2	0,7	0	Обводнен				
	K2c	522,2	523,3	0,3	0,28	0,1	Вода		522,2	523,3	1,1	0	Водонасыщенный				
	K2c	525,1	526,6	-	0,27	0,01	Вода		525,1	526,6	1,5	0	Водонасыщенный				
	K2c	527,3	528,0	-	0,24	0,01	Вода		527,3	528,0	0,7	0	Водонасыщенный				
447	K2c	504,5	509,5	0,12	0,32	0,76	Нефть	07-08.08.2024	504,6	509,2	4,6	0,30*	Остаточные УВ				
	K2c	510,0	512,1	0,24	0,27	0,81	Нефть		510,3	512,2	1,9	0,22	Водонасыщенный				
	K2c	513,9	515,7	0,25	0,25	0,77	Нефть		513,7	515,9	2,2	0,27	Остаточные УВ				
	K2c	517,2	517,7	0,3	0,25	0,61	Нефть		515,9	521,2	5,3	0,2	Водонасыщенный				
	K2c	518,6	519	0,38	-	-	Нефть										
	K2c	520,8	521,4	0,23	0,3	0,56	Нефть		521,2	535	13,8	0,2	Водонасыщенный				
	K2c	521,4	523	0,25	0,25	-	Нефть										
	K2c	523,7	534,8	0,3	0,27	0,01	Вода										
471	K2c	507,8	510,6	0,12766	0,328	0,78	Нефть	24-25.03.2024	507,8	510,7	2,9	0,46*	Слабонефтенасыщенный				
	K2c	511,3	514,6	0,141	0,312	0,77	Нефть		511,6	514,1	2,5	0,47*	Слабонефтенасыщенный				
	K2c								514,1	514,7	0,6	0,21*	Обводнен, возможно уплотнен				
	K2c	516,1	518,1	0,143	0,319	0,81	Нефть		516,1	518,3	2,2	0,23	Обводнен, в кровле возможно уплотнен				
8	-	505	520	-	-	-	Нефть	04.01.2024	505,0	520,0	15,0	0,16	*Обводнен				

Контроль физико-химических свойств нефти, газа и воды

Свойства пластовой нефти и газа находятся в прямой зависимости от термобарических условий и могут изменяться в значительной степени в процессе разработки месторождения вследствие постоянно меняющихся условий в пластах, особенно при осуществлении процесса заводнения. Так как свойства добываемых флюидов определяют выбор системы разработки, добычи и подготовки нефти, необходимо обеспечивать проведение периодических лабораторных и промысловых исследований по их изучению. Кроме того, данные исследования осуществляются в целях контроля выработки пластов и технологического контроля режимов скважин, предупреждения осложнений при их эксплуатации.

Согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному исследованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» [1] и Инструкции «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований...» [10] в обязательный комплекс систематических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений входят следующие физико-химические исследования:

- отбор и исследование глубинных проб нефти;
- отбор и исследование дегазированных проб нефти;
- определение состава добываемого газа;
- отбор и определение состава попутно-добываемых и закачиваемых вод.

В работе ПР-2021 г. с целью дальнейшего изучения и контроля за составом и свойствами пластового флюида, было рекомендовано продолжить отбор и исследования глубинных и устьевых проб пластовой и дегазированной нефти из действующих и новых пробуренных скважин.

На дату настоящего отчета на месторождении Кара-Арна физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 143 проб из 98 скважин продуктивных горизонтов K_{2c} , K_{1a1} , K_{1a} Западного крыла Южного поля, K_{1a} Западного крыла Северного поля, K_{1a3} Восточного крыла, в том числе K_{1a3} пачки А, Б Южное поле Грабена.

Свойства нефти в пластовых условиях изучены по результатам исследований 16 проб из 12-ти скважин продуктивных горизонтов K_{2c} , K_{1a1} , K_{1a} Западного крыла Южного поля, K_{1a} Западного крыла Северного поля, K_{1a3} Восточного крыла, в том числе K_{1a3} пачка Б Южное поле Грабена.

Состав и свойства нефтяного газа горизонтов K_{2c} , K_{1a1} , K_{1a} Западного крыла

Южного поля, в том числе К_{1a}l₃ пачка Б Южное поле Грабена изучены по 6 пробам из 5-ти скважин. Продуктивные горизонты изучены по единичным пробам.

Рекомендации

Отбор и исследование глубинных проб нефти

Отбор глубинных проб должен производиться по вновь пробуренным скважинам при индивидуальном опробовании, а также отбор возможно проводить в эксплуатационных скважинах при невысокой обводненности (не выше 30%) и устойчивом газовом факторе.

По месторождению Кара-Арна исследованием глубинных проб охвачены почти все горизонты, кроме сеноманского горизонта (К_{2с}) северного поля Западного крыла. Рекомендуется при возможности произвести разовые исследования глубинных или рекомбинированных проб для определения свойств по сеноманскому горизонту (К_{2с}) северного поля Западного крыла и уточнению свойств по другим горизонтам.

В связи с высокой обводненностью в большинстве скважин месторождении, отбор глубинных проб невозможен. При отсутствии возможности отбора глубинных проб рекомендуется проводить исследование рекомбинированных проб пластового флюида согласно начальному газовому фактору для определения свойств в начальных термобарических условиях.

Отбор и исследование поверхностных проб нефти

С целью контроля за основными свойствами нефти в поверхностных условиях рекомендуется отбирать устьевые пробы нефти раз в полугодие. Параметры дегазированной нефти должны определяться при помощи специальной аппаратуры для отбора и исследования проб в соответствии с действующими в отрасли стандартами. Необходимо определять вязкостно-плотностные характеристики нефти в стандартных условиях, ее фракционный состав, содержание парафинов, асфальто-смолистых компонентов и серы, температуру застывания и насыщения парафином.

Рекомендуемый комплекс физико-химических исследований, необходимый для осуществления контроля за разработкой в соответствии с нормативными документами и с учетом специфики месторождения представлен в таблице 9.5.

Контроль эксплуатации скважин и скважинного оборудования

На месторождении Кара-Арна осуществляется контроль за эксплуатацией скважин, проводятся замеры дебита, обводнённости, трубного, затрубного давлений и давления на выкидной линии с регистрацией в специальном журнале. В скважинах, эксплуатируемых механизированным способом, ежемесячно проводятся исследования динамического уровня.

Для контроля технического состояния наземного оборудования регулярно проводится визуальный осмотр и при необходимости профилактический ремонт (смазка запорных узлов и механизмов).

Контроль за техническим состоянием скважин и работой подземного оборудования включает динамометрию, изучение технического состояния эксплуатационных скважин и заколонных перетоков.

В скважинах, эксплуатируемых механизированным способом, не реже одного раза в месяц необходимо проводить исследования динамического уровня.

Для контроля дебита скважин проводить замеры дебита жидкости, нефти и обводнённости продукции.

Работа скважин рекомендовано поддерживать с допустимыми параметрами, не нарушающими технологический режим, обеспечивающими целостность скважинного оборудования, безопасные условия эксплуатации.

Комплекс гидродинамических исследований

Контроль разработки месторождения Кара-Арна предлагается осуществлять, применяя комплекс исследований, направленных на получение необходимого и достаточного объема информации для решения отдельных задач разработки в масштабе отдельного объекта разработки или месторождения в целом.

Контроль разработки эксплуатационных объектов осуществляется в целях:

- выявления фактической технологической эффективности, как системы разработки в целом, так и отделенных технологических решений, используемых в этой системе, включая мероприятия по их регулированию;
- получению информации, необходимой для оптимизации осуществляемых процессов разработки.

Для месторождения Кара-Арна контроль разработки предлагается вести по следующим основным направлениям:

- гидродинамические исследования пластов и скважин;
- контроль энергетического состояния залежи и температурный режим;
- контроль продукции добывающих скважин.

Гидродинамические исследования включают в себя:

- Исследования методом установившихся отборов.
- Исследования методом восстановления уровня.

Метод установившихся отборов (МУО) основан на изучении установившейся фильтрации жидкости путем замеров дебитов скважин и соответствующих им забойные

давления выполненных на разных режимах работы скважины. В процессе исследования скважины на каждом режиме необходимо измерить:

- дебитов нефти;
- устьевых, затрубных и забойных, пластовых давлений;
- температуры на забое скважины, и запись распределения температуры по стволу.

Результаты замеров на режимах с установившимися отборами используют для построения индикаторной диаграммы, зависимости дебита (ось абсцисс) от перепада между пластовым и забойным давлением (ось ординат). На основании формы индикаторной диаграммы и ее наклона к оси ординат судят о продуктивности скважины, величинах проницаемости и гидропроводности пласта, характере фильтрации в призабойной зоне.

Исследования скважин методом восстановления уровня (КВУ) применяется для скважин с низкими пластовыми давлениями (с низкими статическими уровнями), то есть нефонтанирующих (без перелива на устье скважины) или неустойчиво фонтанирующих.

Вызов притока в таких скважинах осуществляется путём снижения уровня жидкости в стволе скважины методом компрессирования или свабирования.

КВУ проводится в остановленной скважине (отбор жидкости прекращён) которая была закрыта путём герметизации устья. Из пласта продолжается затухающий со временем приток, сопровождающийся подъёмом уровня жидкости в стволе скважины. Производится регистрация глубины динамического уровня жидкости (ГЖР - газожидкостного раздела) и ВНР (водонефтяного раздела) с течением времени. Подъём уровня и рост столба жидкости сопровождается увеличением давления. Кривую изменения давления в этом случае называют кривой притока (КП). После полного прекращения притока и восстановления давления выполняют замер статического уровня и пластового давления.

Длительность регистрации КВУ зависит от продуктивности скважины, плотности флюида, площади сечения поднимающегося в стволе скважины потока жидкости и угла наклона ствола скважины.

Обработка КВУ позволяет рассчитать пластовое давление, дебит жидкости и коэффициент продуктивности, а в случае регистрации глубины ВНР - обводнённость продукции. При совместной регистрации глубины уровня жидкости и давления глубинным манометром можно получить оценку средней плотности жидкости.

Контроль энергетического состояния залежей и температурный режим.

Контроль энергетического состояния залежей включает в себя определение пластовых и забойных давлений, температуры пласта.

Определение пластового давления должно осуществляться в виде разовых исследований по всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты (в том числе и в законтурной области), после выхода их из бурения или проведения ремонтных работ и систематически в действующих добывающих и нагнетательных скважинах не реже одного раза в полугодие.

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 одного раза в квартал по всем эксплуатационным объектам.

Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При невозможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня (с помощью эхолотов) и последующего пересчета.

Определение пластовой температуры. Пластовая температура определяется разовыми исследованиями по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам и далее систематически в скважинах всех категорий не реже одного раза в полугодие.

Также на месторождении присутствует наблюдательный фонд скважин, в которых рекомендуется проведение ГДИС не менее 1 раза в полугодие.

Комплекс исследований предусматривает проведение систематических (периодических) и единичных (разовых) замеров и приведён в таблице 9.5.

КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ
СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Таблица 9.5 – Комплекс исследований по контролю за разработкой

Виды исследований	Категории и виды скважин	Периодичность
2	3	4
Физико-химические исследования		
Отбор глубинных или рекомбинированных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа	По новым скважинам (с учетом графика бурения и ввода в эксплуатацию)	Разовые исследования
	По эксплуатационным скважинам (с учетом гидродинамики и обводненности,)	Разовые исследования
Отбор устьевых проб нефти	По эксплуатационным скважинам с учетом дебитов и обводненности	1 раз в полугодие
Геофизические исследования		
ГИС в открытом стволе (корреляция разреза, выделение коллекторов и вмещающих пород, определение ФЕС, характера насыщения, коэффициента нефтенасыщенности) ПС, КВ, ИК, БК, ГК, НК, АК, ГГКП, ТМ, РИ, инклинометрия.	В новых скважинах	Разовые исследования при бурении 5 скважин
Оценка текущей нефтенасыщенности, контроль за перемещением ВНК, выявление интервалов обводнения неперфорированных интервалов ГК, НК, ИНГК/ИННК/УКК, ТМ, ЛМ	В добывающих скважинах	По мере необходимости
Определение работающих толщин, профиля притока, состав поступающего в скважину флюида, заколонных перетоков в добывающих скважинах ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ТА, РМ, ВЛГ, РИ.	В добывающих скважинах	При вводе скважины в эксплуатацию По мере необходимости при любых изменениях в составе продукции (увеличение обводненности, т.д.)
Изучение технического состояния скважин (выявление негерметичности колонн и цементного камня, выявление затрубной циркуляции) 1.ГК, ЛМ, АКЦ, СГДТ	Во всех скважинах	1.Разовые исследования при окончании строительства скважин (5 скв.)
2. ГК, ЛМ, ТМ, БМ, РМ, ТА, ВЛГ, РИ, АКЦ, СГДТ, ЭМДСТ/МИД		2.По мере необходимости в действующих скважинах
Гидродинамические исследования		
Исследования методом установившихся отборов (МУО)	по новым скважинам	Разовое исследование
	в добывающих скважинах	1 раз в 2 года
Запись кривой восстановления уровня (КВУ)	по новым скважинам	Разовое исследование
	в добывающих скважинах	1 раз в 2 года
Определение забойного давления (отбивка динамических уровней).	по новым скважинам	Разовое исследование
	по действующим скважинам	1 раз в квартал.
Определение пластового давления	по новым скважинам	Разовое исследование
	по действующим и наблюдательным скважинам	1 раз в полугодие
Определение пластовой температуры	по новым скважинам	Разовое исследование
	по действующим скважинам	1 раз в полугодие
Замеры дебитов	по действующим скважинам	Ежедневно
Определение обводненности продукции	по действующим скважинам	Ежемесячно

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

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.

Основной предпосылкой для защиты атмосферы от загрязнения является инвентаризация источников выбросов, то есть получение и систематизация сведений о составе и количестве промышленных выбросов, распределении источников выбросов по территории предприятия и учет мероприятий по улавливанию и обезвреживанию вредных веществ.

Технологические мероприятия предусматривают применение новейшего технологического оборудования, прогрессивных технологий производства, в том числе:

обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов;

автоматизация и дистанционный контроль;

проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования;

размещение вредных и взрывопожароопасных процессов в отдельных помещениях и на открытых площадках.

10.2 Предварительная оценка воздействия на подземные воды

Сокращение потенциальных источников загрязнения грунтовых вод возможно за счет выполнения ряда природоохранных мероприятий.

Учитывая потенциальную опасность окружающей среде, которая может возникнуть в процессе бурения, проектом предусмотрен ряд мер по предотвращению негативного воздействия проектируемых работ на компоненты окружающей среды:

- изоляция флюидосодержащих горизонтов друг от друга путем перекрытие обсадными колоннами с цементированием заколонного пространства от земной поверхности – до устья;
- применение качественного цемента с химическими добавками, улучшающими качество цементаци;
- транспортировка и хранение химических реагентов в закрытой таре;
- хранение ГСМ в специальных закрытых емкостях, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС;

- полная герметизация колонной головки, крестовины и всех фланцевых соединений скважины;
- обвалование технологических площадок, исключаящих разлив нефтепродуктов на рельеф;
- локализация возможных проливов углеводородов, сбор и вывоз замазученного грунта;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;
- раздельное хранение отходов в соответственно маркированных контейнерах и емкостях;
- учет использования воды.

10.3 Мероприятия по охране почвенного покрова

В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова в процессе разработки месторождения необходимо осуществление следующих мероприятий:

- систематизировать движение наземных видов транспорта;
- движение наземных видов транспорта осуществлять только по имеющимся и отведенным дорогам;
- передавать отходы, образующиеся в процессе разработки месторождения, на утилизацию специализированным организациям на договорной основе;
- до минимума сократить объемы земляных работ по срезке или выравниванию рельефа;
- разработка и строгое выполнение мероприятий по сохранению почвенных покровов, исключению эрозионных, склоновых и др. негативных процессов изменения природного ландшафта;
- организация и проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды твердыми отходами в соответствии с нормативными требованиями в Республике Казахстан запланированы:

- организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- инвентаризация, сбор отходов с их сортировкой по токсичности в специальных емкостях;
- вывоз отходов на специально оборудованные полигоны для утилизации и захоронения;

ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

- временное складирование отходов не более 6 месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;
- контроль выполнения запланированных мероприятий.

10.4 Мероприятия по охране недр

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. Для этого интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;

при нефтегазопрооявлениях 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.

10.5 Мероприятия по охране растительного мира

В целях предупреждения нарушения растительного покрова в процессе проектируемых работ необходимо осуществление следующих мероприятий:

- движение автотранспорта только по отведенным дорогам;
 - передвижение работающего персонала по пешеходным дорожкам;
 - раздельный сбор отходов в специальных контейнерах;
 - передавать отходы, образующиеся в процессе разработки месторождения, на утилизацию специализированным организациям на договорной основе;
 - запрет на вырубку кустарников и разведение костров;
-

- проведение поэтапной технической рекультивации;
- осуществить профилактические мероприятия, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при проведении работ;
- во избежание возгорания кустарников и травы необходимо соблюдать правила по технике безопасности;
- принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разлива нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;
- принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтепродуктами и другими загрязнителями;
- проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на территории месторождения.

10.6 Мероприятия по охране животного мира

Для минимизации воздействия проектируемых работ на животный мир потребуется выполнение ряда природоохранных мероприятий, направленных на сохранение видового многообразия животных, охрану среды их обитания, условий размножения и путей миграции животных, сохранения целостности естественных сообществ.

Мероприятия должны включать следующие положения:

- пропаганда охраны животного мира;
- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- маркировка и ограждение опасных участков;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- запрет на охоту в районе контрактной территории;
- разработка оптимальных маршрутов движения автотранспорта;
- ограничение скорости движения автотранспорта и снижение интенсивности движения в ночное время на месторождении;
- запрет неорганизованных проездов по территории месторождения.

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

По состоянию на 01.07.2021 г. был выполнен «Пересчет запасов нефти на месторождения Кара-Арна Атырауской области Республики Казахстан» (Протокол №2428 -22 -У от 17.05.2022 г.).

В результате подсчета в целом по месторождению запасы нефти составили по категориям:

по категории А – 16508 тыс.т. геологические, в том числе извлекаемые 7390 тыс.т.;

по категории В – 10223 тыс.т. геологические, в том числе извлекаемые 2369 тыс.т.;

по категории С₁ – 2926 тыс.т. геологические, в том числе извлекаемые 330 тыс.т.;

С учетом отсутствия на месторождении запасов категории С₂ мероприятия по доразведке не предусмотрены.

12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

В данном разделе представлены результаты проведённых работ по применению новых технологий на скважинах месторождения Кара-Арна и рекомендации по опробованию новых технологий и технических решений.

12.1 Результаты выполненных работ по применению сшитых гель-полимерных систем для повышения нефтеотдачи пластов

Работы проводились специалистами ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ» в 2024 г. и отражены в отчёте о НИР «Исследование эффективности применения сшитых гель-полимерных систем для повышения нефтеотдачи пластов на нефтегазовом месторождении на основе гидродинамической модели».

Технология применения сшитых полимеров, глубоко проникающих в пласт, предусматривает использование медленно сшивающихся композиций «полимер-сшиватель», вследствие чего последние способны проникать вглубь пласта на значительные расстояния и, следовательно, эффективно регулировать распределение потоков в пластах даже при наличии гидродинамической связи между пропластками. Суть технологии заключается в добавке к закачиваемому в пласт раствору полимера незначительного количества (тысячные-сотые доли процента) сшивающего агента, под воздействием которого происходит структурирование макромолекул полимера в пористой среде с образованием геля.

Для выбора сшитых гель-полимерных систем определялись их основные свойства и возможности применения для водоизоляционных работ в условиях месторождения Кара-Арна. Данные задачи решались сервисной компанией ТОО «УралНефтеГазСервис» в рамках лабораторных испытаний.

Процедура испытаний включала в себя следующие этапы:

1. Приготовление сшитых полимерных систем
2. Определение гелеобразующей способности и стабильности сшитых полимерных систем (СПС) при пластовой температуре и комнатной температуре
 - 2.1 Визуальная оценка свойств СПС (по шкале индексов консистентности);
 - 2.2 Определение вязкости СПС с использованием вибровискозиметра сразу после приготовления, через 24 часа и 7 дней термостатирования при пластовой температуре.

3. Определение стабильности гелей при контакте с пластовой водой.

Для тестирования были выбраны полимерные системы на основе частично гидролизованного полиакриламида FP107. В качестве сшивателя применяли бихромат натрия, в качестве функциональной добавки – лигносульфонат натрия.

На основании полученных результатов исследований рекомендовано использование гелей с концентрацией 0,5% для начального закачивания в пласт с целью создания стабильной связи с пластом. После получения устойчивой связи с пластом для усиления изоляционных свойств, концентрацию полимера необходимо увеличить до 1%, что обеспечит формирование жесткого и эластичного геля, устойчивого в условиях месторождения.

Рецептура полимерной системы:

- Пресная вода – 98,35% (для варианта с 1% полимера) или 99,175% (для варианта с 0,5% полимера) Полимер FP107 – 1,0% или 0,5% соответственно
- Сшиватель (бихромат натрия, $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$) – 0,25% или 0,125% соответственно
Лигносульфонат натрия (функциональная добавка) – 0,4% или 0,2% соответственно.

Подбор добывающих скважин-кандидатов для изоляции прорыва пластовых вод выполнялся по результатам комплексного анализа: промыслово-эксплуатационных характеристик скважинах и результатов трассерных исследований.

В результате для закачки сшитых гель-полимерных систем были отобраны 4 добывающие скважины: №№ 122, 141, 165, 95А.

Результаты промысловых испытаний:

Работы выполнялись в период 08.03-21.07.2024 г.

На основе результатов анализа, можно предварительно заключить, что гель перекрыл водоносные каналы и изоляция обводнённых интервалов выполнена. Однако данный эффект оказался кратковременным и, в большинстве случаев, отрицательным. Только в скважине №141 наблюдается незначительный положительный эффект. Рекомендуются продолжать мониторинг эксплуатационных показателей исследуемых скважин, при необходимости корректировать объем жидкости, извлекаемой из скважин и наблюдать изменения содержания воды. Это позволит определить, связано ли высокое содержание воды с остаточной водой или с наличием подстилающих подошвенных вод. Далее, необходимо разработать план по реабилитации скважин-кандидатов с отрицательным эффектом.

- в скважине №122 до проведения РИР дебит нефти составлял 4,9 т/сут, обводненность 93,1%. После запуска обводненность 100 %. Позже, дебит нефти

стабилизировался на 1,9 т/сут, обводненность на 97,4 %. Положительный эффект от РИР отсутствует.

- **В скважине №165** до проведения РИР дебит нефти составлял 2 т/сут, обводненность 92,3%. После запуска скважины обводненность 100 %. Позже, дебит нефти стабилизировался на 1,8 т/сут, обводненность 92,1%. Положительный эффект от РИР отсутствует.

- **В скважине №95А** до проведения РИР дебит нефти составлял 2 т/сут, обводненность 89,4%. После запуска скважины дебит нефти 0,2 т/сут, обводненность 99%. Позже, дебит нефти увеличился до 1,5 т/сут, а обводненность снизилась до 90,7%. Положительный эффект от РИР отсутствует.

- **В скважине №141** до проведения РИР дебит нефти составлял 1,9 т/сут, обводненность 91,5%. После запуска скважины обводненность 100%. Позже, дебит нефти увеличился до 2,9 т/сут, а обводненность уменьшилась до 80,9 %. Наблюдается незначительный положительный эффект, ожидается дальнейшая стабилизация показателей скважины.

После проведения работ, давление на устье скважин увеличилось, а уровень жидкости снизился. На основе анализа кривых падения давления, изменения уровня жидкости и отсутствия реагентов в пробах после водоизоляции, можно предварительно заключить, что гель перекрыл водоносные каналы и изоляция обводнённых интервалов выполнена. Однако, как показал дальнейший мониторинг, данный эффект оказался кратковременным, а в большинстве случаев, отрицательным.

Результаты работ, являются ценной информацией, в независимости от соответствия ожиданиям. Данная информация стала основой для расчёта на гидродинамической модели оптимального варианта разработки. На основе результатов гидродинамических расчётов на цифровой модели выданы рекомендации по выбору и обоснованию рецептуры гелевого состава, плану и существенных особенностях ремонтно-изоляционных мероприятий.

12.2 Рекомендации по проведению опытно-промышленных испытаний новых технологий

Второй вариант данного проекта предусматривает проведение опытно-промысловых испытаний технологии одновременно-раздельной закачки воды (ОРЗ):

- в объекты II и III, горизонты K_{1a} и K_{1a1} на Западном крыле, Южного поля с участием нагнетательных скважин 5 и 137.
- в объекты I и III, горизонты K_{2c} и K_{1a} на Западном крыле, Южного поля с участием нагнетательных скважин 55 и 142.

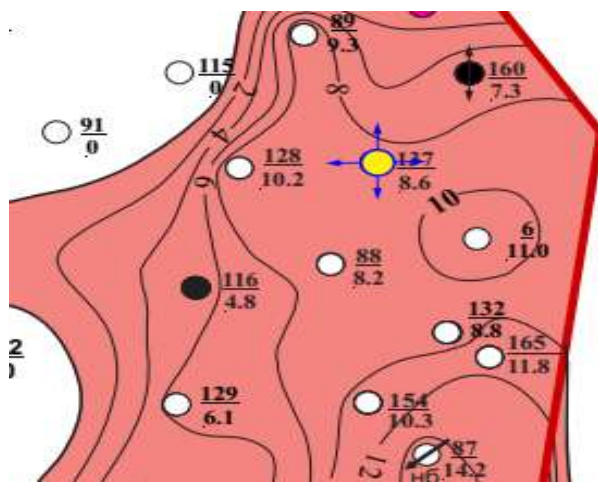
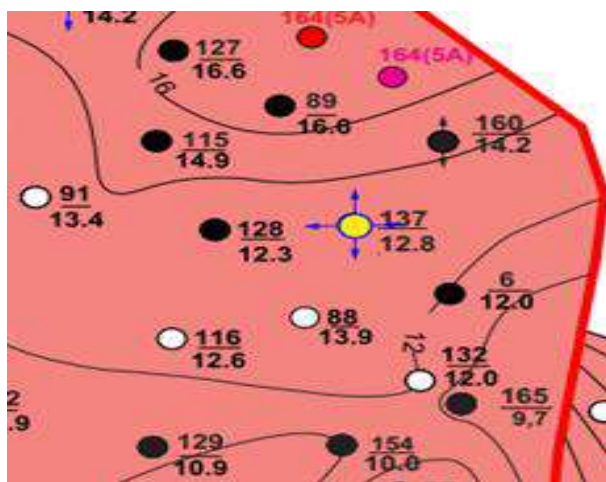
Скважина 5 в настоящее время находится в добывающем фонде на K1a, в 2025 г. намечен перевод под нагнетание (ОРЗ) в горизонты K1a и K1a1.

Скважина 137 в настоящее время находится в добывающем фонде на K1a1, в 2025 г. намечен перевод под нагнетание (ОРЗ) в горизонты K1a и K1a1.

Скважина 55 сейчас действующая нагнетательная на K1a, в 2025 г. намечен перевод на ОРЗ в горизонты K1a и K2с.

Скважина 142 сейчас действующая нагнетательная на K2с, в 2025 г. намечен перевод на ОРЗ в горизонты K1a и K2с.

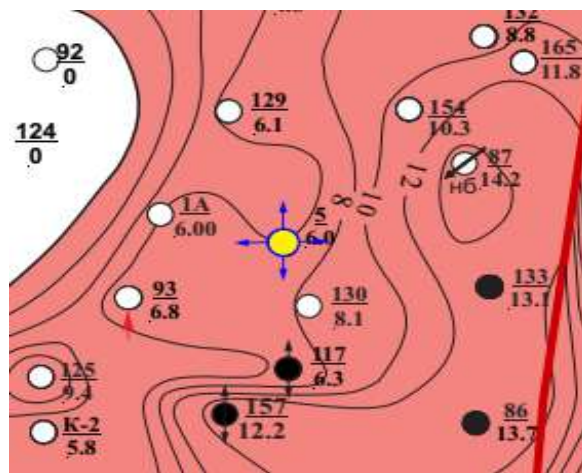
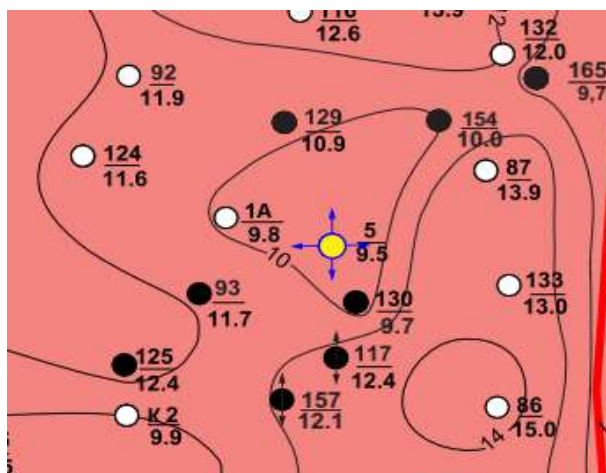
На рисунках 12.1-12.4 представлены схемы участков ячейки нагнетательных скважин и реагирующих добывающих скважин при проведении ОРЗ.



Объект III, Западное крыло, Южное поле, горизонт K1a

Объект II, Западное крыло, Южное поле, горизонт K1a1

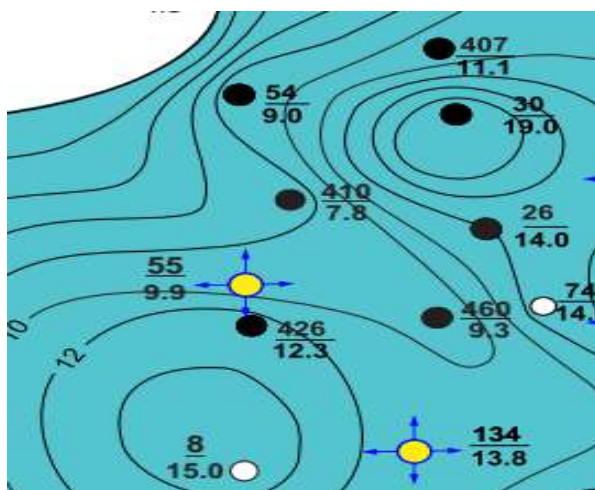
Рисунок 12.1 – Схема опытного участка ячейки нагнетательной скважины 137 и реагирующих добывающих скважин II и III объектов



Объект III, Западное крыло, Южное поле, горизонт K1a

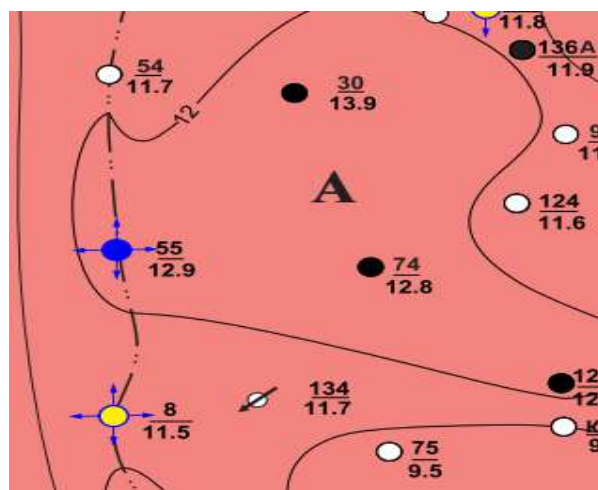
Объект II, Западное крыло, Южное поле, горизонт K1a1

Рисунок 12.2 – Схема опытного участка ячейки нагнетательной скважины 5 и реагирующих добывающих скважин II и III объектов

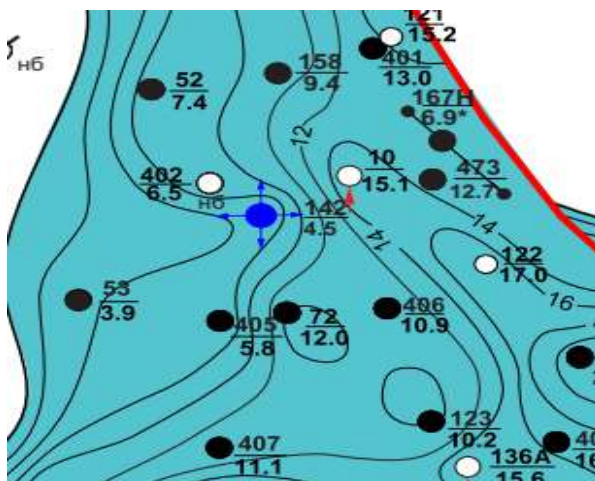


Объект I, Западное крыло, Южное поле, горизонт K2c

Рисунок 12.3 – Схема опытного участка ячейки нагнетательной скважины 55 и реагирующих добывающих скважин I и III объектов

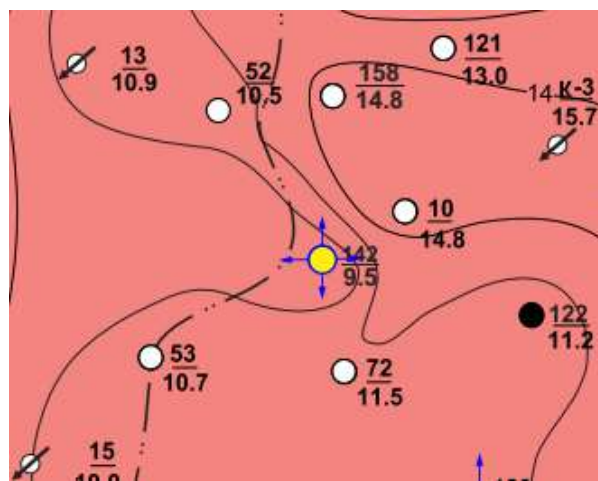


Объект III, Западное крыло, Южное поле, горизонт K1a



Объект I, Западное крыло, Южное поле, горизонт K2c

Рисунок 12.4 – Схема опытного участка ячейки нагнетательной скважины 142 и реагирующих добывающих скважин I и III объектов



Объект III, Западное крыло, Южное поле, горизонт K1a

ОРЗ – технология, позволяющая производить дифференцированное воздействие на геологически разнородные эксплуатационные объекты и предполагающая использование скважин с пакерными компоновками. При применении специального оборудования закачка может осуществляться одновременно в 2, 3 и более объектов.

В настоящее время особое предпочтение отдаётся технологиям, позволяющим вести отдельный учет по объектам закачиваемой продукции (расход, давление нагнетания).

Специалисты ООО «Лифт Ойл» разработали компоновку ОРЗ, при которой рабочие параметры определяются прямым замером в НКТ и затрубном пространстве.

Компоновка обеспечивает дистанционный контроль параметров закачки при заданных диаметрах штуцеров регуляторов с использованием устройства замера перепада давления (УЗПД) с датчиками давления и температуры. Для преобразования текущих данных и хранения информации применяется мини-регистратор, который передаёт данные на внешнее устройство.

Промысловые испытания данной компоновки проводились в скважинах ЮЛТ Приобского месторождения (Россия).

Последней разработкой ООО «Лифт Ойл» является интеллектуальная схема ОРЗ с полным регулированием замеров с поверхности без дополнительных внутрискважинных операций (рисунок 12.5). Скважинный узел регулирования (СУР) сигналом с поверхности дискретно изменяет диаметр от полного открытия до полного закрытия.

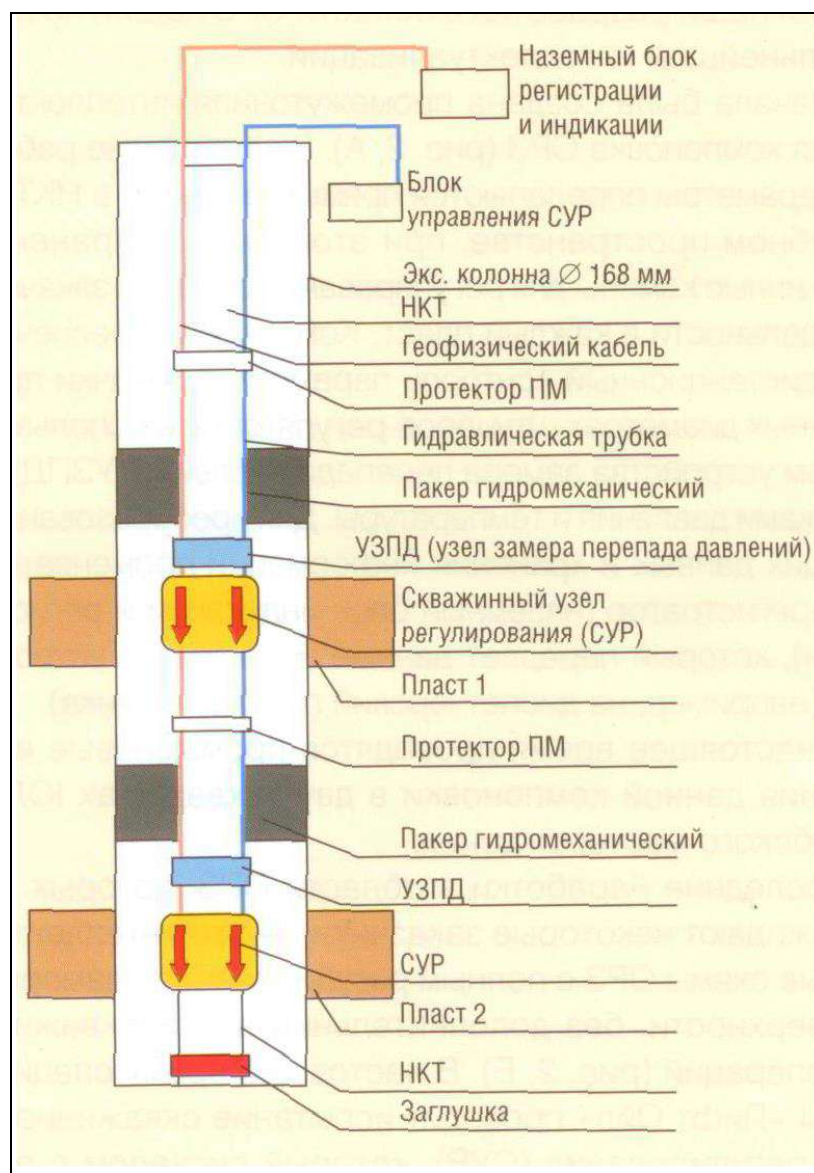


Рисунок 12.5 – Схема компоновки подземного оборудования для ОРЗ скважины с двумя пластами с УЗПД и СУР

Установки для ОРЗ, разработанные ООО НТП «Нефтегазтехника» позволяют дифференциально воздействовать на каждый эксплуатационный объект с помощью регуляторов-штуцеров, устанавливаемых в соответствующие скважинные камеры, через которые и ведется закачка. Замена регуляторов производится с использованием канатной техники. Для полной изоляции одного или нескольких из разобщенных пластов в соответствующие скважинные камеры устанавливают глухие пробки.

Данная технология с использованием традиционных гидравлических пакеров, в частности ПД-ЯГ (разработка ОКБ «Нефтемаш»), и разработанных М.З. Шарифовым (ООО НТП «Нефтегазтехника») разъединителей колонны механического и гидравлических действий впервые внедрена на месторождениях «Ваньеганнефть», «Пурнефтегаз», на Приобском месторождении «Юганскнефтегаз».

Окончательное решение по выбору и применению технологической схемы оборудования для ОРЗ будет принято непосредственно Недропользователем.

13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

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 Особенной частью 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.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование. Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд были рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства;
- расчет затрат на рекультивацию земли;
- платежи за выбросы в атмосферу, образующиеся в процессе демонтажных работ, размещение отходов производства.

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла, рекультивацию земли, платежи за выбросы от демонтажных работ и размещение отходов.

Все расчеты по ликвидации последствий недропользования в данном проекте приняты из Проекта Ликвидации для месторождения Кара-Арна, который находится на согласовании в контролирующих органах.

Согласно главе 12, Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, в рамках проекта разработки необходимо определить удельный норматив отчислений в тенге на 1 тонну добытой нефти.

РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Количество скважин, подлежащих ликвидации для каждого варианта различны и поэтому отчисления в ликвидационный фонд рассчитывались для каждого варианта отдельно. Фонды скважин, подлежащие ликвидации по вариантам:

- 1 вариант: 202 шт.;
- 2 вариант – 205 шт.;

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

К отношениям по разрешениям и лицензиям на недропользование по углеводородам, выданным, а также по контрактам на недропользование по углеводородам, заключенным до введения в действие Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 24.05.2018г.) по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса, согласно пунктам 8 и 9 статьи 126:

- п.8 «Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательств по ликвидации последствий добычи, формируется посредством вноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов».

Общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования по рекомендуемому 2 варианту составят **1 461 055,50** тыс. тенге. На сегодняшний день сумма на депозитном счете составляет **706 100,73** тыс.тенге. Отчисления в рамках предоставленного проекта, рассчитаны с учетом этой суммы. Таким образом остаток затрат в ликвидационный фонд составляет 769 454,42 тыс тенге. Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 13.1.

Таблица 13.1 – Расчет сметной стоимости ликвидации скважин по 2 варианту

№ п/п	Наименование	Ед.измерения	Показатель
1	2	3	4
1.	Всего базовая величина отчислений в Ликвидационный фонд, без учета НДС	тыс.тенге	1 461 055,50
4.	Платежи за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов	тыс.тенге	14 499,65
5.	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования	тыс.тенге	1 475 555,15
6.	На депозитном счете по состоянию на 01.01.2025 г.	тыс.тенге	706 100,73
7.	Остаток затрат в ликвидационный фонд	тыс.тенге	769 454,42
8.	Накопленная добыча нефти за рентабельный период	тыс.тонн	1 133,14
9.	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд	тенге/тонна	679,04

В таблице 13.2 представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по 2 варианту разработки, по остальным вариантам в Приложениях.

РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Согласно п.9 ст.126 Кодекса «О недрах и недропользовании» сумма обеспечения исполнения обязательств по ликвидации последствий деятельности недропользования подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки на основании рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов.

Таблица 13.2 – Проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам 2 варианта разработки

Год	Годовая добыча нефти, тыс.тонн	Удельный норматив отчислений, тенге/тонна	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге
1	2	3	4
2025	108,32	679,04	73 550,88
2026	106,70	679,04	72 450,76
2027	101,14	679,04	68 679,86
2028	94,10	679,04	63 896,83
2029	87,64	679,04	59 513,47
2030	81,72	679,04	55 493,66
2031	76,29	679,04	51 804,60
2032	71,30	679,04	48 416,59
2033	66,72	679,04	45 302,66
2034	62,50	679,04	42 438,35
2035	58,57	679,04	39 771,41
2036	52,69	679,04	35 782,18
2037	48,16	679,04	32 700,73
2038	43,84	679,04	29 766,04
2039	38,78	679,04	26 333,43
2040	34,69	679,04	23 552,97
Итого 2025-2040	1 133,14		769 454,42

Расчет сделан до 2040 года включительно-рентабельный период разработки месторождения согласно Утвержденного нормативно-технического документа по методике расчета размера суммы обеспечения ликвидаций последствий недропользования по углеводородам от 17.01.2025 г. в соответствии статьи 62 подпунктом 2 «Кодекса о недрах и недропользования.»

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК с изменениями и дополнениями от 24.05.2018 г. №156-VI.
2. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» утверждены приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.02.2024 г.).
3. «Методические рекомендации по проведению авторских надзоров за реализацией проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года №329).
4. «Пересчёт запасов нефти месторождения Кара-Арна Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан» по состоянию изученности на 01.07.2021 г., ТОО «Проектный институт «OPTIMUM», г.Актау, 2022 г
5. «Проект разработки месторождения Кара-Арна» по состоянию на 01.07.2021 г., ТОО «Проектный институт «OPTIMUM», г.Актау, 2022 г
6. СТ РК 1662-2007. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.
7. «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах». МЭ РФ, г. Москва., 2001г.
8. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. «Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов», РФ, г. Москва., 2005г.
9. ПСТ РК 15-2014 «Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений».
10. Экологический кодекс Республики Казахстан, Астана, 2007 г

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из наблюдательного фонда/консервации	Перевод скв. врем. дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатация бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин		Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость нагнетательных скважин, м³/сут
	Всего	Добыв.	Нагнет.					Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных	Всего	в т.ч. ОРЗ	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2025	1	1	0	1	6	222	155,4	0	0	0	167	167	18	0	1,9	24,9	201,7
2026	1	1	0	0	0	223	156,5	0	0	0	168	168	18	0	1,8	25,0	200,6
2027	0	0	0	1	0	223	156,5	0	0	0	169	169	18	0	1,7	24,6	198,9
2028	0	0	0	0	0	223	156,5	1	1	0	168	168	18	0	1,6	24,0	194,0
2029	0	0	0	0	0	223	156,5	0	0	0	168	168	18	0	1,5	23,3	189,7
2030	0	0	0	0	1	223	156,5	0	0	0	167	167	19	0	1,4	22,6	176,5
2031	0	0	0	0	0	223	156,5	2	2	0	165	165	19	0	1,3	21,9	169,3
2032	0	0	0	0	0	223	156,5	0	0	0	165	165	19	0	1,2	21,2	162,9
2033	0	0	0	0	0	223	156,5	2	2	0	163	163	19	0	1,1	20,6	156,3
2034	0	0	0	0	0	223	156,5	0	0	0	163	163	19	0	1,0	19,9	150,0
2035	0	0	0	0	0	223	156,5	0	0	0	163	163	19	0	0,9	19,2	144,6
2036	0	0	0	0	0	223	150,9	13	13	0	150	150	19	0	0,9	18,5	132,0
2037	0	0	0	0	0	223	150,9	0	0	0	150	150	19	0	0,8	17,9	125,8
2038	0	0	0	0	0	223	149,9	17	16	1	134	134	18	0	0,8	17,4	121,0
2039	0	0	0	0	0	223	143,2	5	5	0	129	129	18	0	0,7	16,7	110,7
2040	0	0	0	0	0	223	143,2	12	11	1	118	118	17	0	0,7	16,1	107,9
2041	0	0	0	0	0	223	143,2	0	0	0	118	118	17	0	0,6	15,5	99,7
2042	0	0	0	0	0	223	143,2	11	11	0	107	107	17	0	0,6	15,0	91,4
2043	0	0	0	0	0	223	143,2	0	0	0	107	107	17	0	0,5	14,4	84,2
2044	0	0	0	0	0	223	119,5	30	29	1	77	77	16	0	0,4	12,0	55,9
2045	0	0	0	0	0	223	119,5	0	0	0	77	77	16	0	0,4	11,3	50,2

Приложение 2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Козф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбор. закач-кой, %
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м3	Накоп-ленная закачка воды, тыс.м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	107,8	1,1	9,5	9063,9	89,8	0,306	1429,8	1429,8	45188,2	44771,2	92,5	1192,4	31589,4	92
2026	103,9	1,0	10,1	9167,8	90,9	0,309	1426,5	1426,5	46614,8	46197,7	92,7	1186,3	32775,7	92
2027	96,3	1,0	10,5	9264,1	91,8	0,312	1410,9	1410,9	48025,7	47608,6	93,2	1176,1	33951,8	92
2028	89,3	0,9	10,8	9353,4	92,7	0,315	1370,6	1370,6	49396,3	48979,2	93,5	1147,3	35099,1	92
2029	82,8	0,8	11,3	9436,2	93,5	0,318	1331,1	1331,1	50727,4	50310,3	93,8	1121,7	36220,8	93
2030	76,9	0,8	11,8	9513,1	94,3	0,321	1286,2	1286,2	52013,6	51596,6	94,0	1101,9	37322,7	95
2031	71,6	0,7	12,4	9584,7	95,0	0,323	1236,5	1236,5	53250,1	52833,1	94,2	1056,4	38379,0	95
2032	66,2	0,7	13,1	9650,9	95,7	0,325	1191,3	1191,3	54441,4	54024,3	94,4	1016,9	39396,0	95
2033	61,4	0,6	14,0	9712,4	96,3	0,327	1145,7	1145,7	55587,1	55170,0	94,6	975,4	40371,4	94
2034	56,3	0,6	15,0	9768,7	96,8	0,329	1102,1	1102,1	56689,1	56272,1	94,9	936,3	41307,7	94
2035	51,6	0,5	16,1	9820,3	97,3	0,331	1063,2	1063,2	57752,4	57335,3	95,1	902,2	42210,0	94
2036	45,4	0,5	16,9	9865,7	97,8	0,333	956,5	956,5	58708,9	58291,8	95,3	824,1	43034,0	96
2037	41,0	0,4	18,4	9906,7	98,2	0,334	913,0	913,0	59621,9	59204,8	95,5	785,2	43819,2	95
2038	36,9	0,4	20,2	9943,6	98,6	0,335	833,7	833,7	60455,5	60038,5	95,6	715,4	44534,6	95
2039	32,2	0,3	22,1	9975,8	98,9	0,336	731,3	731,3	61186,8	60769,7	95,6	654,4	45189,0	99
2040	28,5	0,3	25,2	10004,3	99,2	0,337	673,9	673,9	61860,7	61443,7	95,8	602,5	45791,5	99
2041	25,3	0,3	29,9	10029,6	99,4	0,338	623,3	623,3	62484,0	62067,0	95,9	556,7	46348,1	99
2042	22,5	0,2	37,9	10052,1	99,6	0,339	572,3	572,3	63056,3	62639,2	96,1	510,5	46858,7	99
2043	20,1	0,2	54,5	10072,2	99,8	0,340	527,3	527,3	63583,6	63166,6	96,2	470,0	47328,7	99
2044	11,0	0,1	65,8	10083,3	99,9	0,340	326,2	326,2	63909,8	63492,8	96,6	293,9	47622,6	100
2045	9,5	0,1	166,2	10092,8	100,0	0,340	293,0	293,0	64202,9	63785,8	96,7	264,0	47886,6	100

Приложение 3 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Объект I. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из наблюдательного фонда/консервации	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод нагн. скв. с других гор.	Перевод нагн. скв. на друг. гор.	Перевод скв. в режим дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатация, бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из эксплуат. фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин		Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость нагнетательных скважин, м³/сут
	Всего	Добыча	Нагнет.									Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных	Всего	в т. ч. ОРЗ	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2025	0	0	0	1	1	2	0	0	3	114	73,6	0	0	0	106	106	7	0	2,0	21,3	230,6
2026	0	0	0	0	1	0	0	0	0	115	73,6	0	0	0	107	107	7	0	1,8	20,4	226,6
2027	0	0	0	0	2	0	0	0	0	117	73,6	0	0	0	109	109	7	0	1,6	19,6	231,2
2028	0	0	0	0	1	2	0	0	0	118	73,6	1	1	0	107	107	7	0	1,4	18,8	236,7
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118	73,6	0	0	0	107	107	7	0	1,3	18,0	237,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	1	118	73,6	0	0	0	106	106	8	0	1,2	17,2	207,5
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118	73,6	2	2	0	104	104	8	0	1,1	16,4	195,3
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118	73,6	0	0	0	104	104	8	0	1,0	15,7	185,4
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118	73,6	2	2	0	102	102	8	0	0,9	15,0	174,8
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118	73,6	0	0	0	102	102	8	0	0,8	14,2	165,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118	73,6	0	0	0	102	102	8	0	0,7	13,6	156,9
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118	73,6	4	4	0	98	98	8	0	0,6	12,9	145,8
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118	73,6	0	0	0	98	98	8	0	0,5	12,3	136,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118	73,6	13	12	1	86	86	7	0	0,5	11,6	137,5
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118	73,6	0	0	0	86	86	7	0	0,4	11,0	122,7
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118	73,6	10	9	1	77	77	6	0	0,4	10,5	127,7
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118	73,6	0	0	0	77	77	6	0	0,4	9,9	114,8
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118	73,6	9	9	0	68	68	6	0	0,3	9,4	101,5
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118	73,6	0	0	0	68	68	6	0	0,3	8,8	90,6
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118	73,6	7	7	0	61	61	6	0	0,3	8,3	80,6
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118	73,6	0	0	0	61	61	6	0	0,2	7,9	72,3

Приложение 4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Объект I. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Козф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбор. закачкой, %
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м3	Накопленная закачка воды, тыс.м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	69,7	2,9	12,0	1857,6	78,4	0,182	751,8	751,8	11678,8	11678,8	90,7	530,3	5508,1	78
2026	62,8	2,6	12,3	1920,3	81,1	0,188	716,5	716,5	12395,2	12395,2	91,2	521,1	6029,2	80
2027	56,6	2,4	12,6	1976,9	83,4	0,193	697,2	697,2	13092,4	13092,4	91,9	531,7	6560,9	84
2028	51,0	2,2	13,0	2027,8	85,6	0,198	666,7	666,7	13759,1	13759,1	92,4	544,3	7105,2	90
2029	45,9	1,9	13,5	2073,7	87,5	0,203	632,9	632,9	14392,0	14392,0	92,7	545,0	7650,2	95
2030	41,4	1,7	14,0	2115,1	89,3	0,207	602,2	602,2	14994,2	14994,2	93,1	545,4	8195,6	100
2031	37,3	1,6	14,7	2152,4	90,9	0,211	567,0	567,0	15561,3	15561,3	93,4	513,2	8708,8	100
2032	33,2	1,4	15,3	2185,5	92,3	0,214	536,7	536,7	16097,9	16097,9	93,8	487,3	9196,1	100
2033	29,5	1,2	16,1	2215,1	93,5	0,217	506,4	506,4	16604,3	16604,3	94,2	459,4	9655,5	100
2034	25,5	1,1	16,6	2240,6	94,6	0,219	478,3	478,3	17082,6	17082,6	94,7	433,5	10089,1	100
2035	22,0	0,9	17,1	2262,6	95,5	0,221	455,3	455,3	17537,9	17537,9	95,2	412,2	10501,3	100
2036	18,9	0,8	17,7	2281,4	96,3	0,223	423,6	423,6	17961,4	17961,4	95,5	383,2	10884,5	100
2037	16,2	0,7	18,6	2297,7	97,0	0,225	395,2	395,2	18356,6	18356,6	95,9	357,3	11241,9	100
2038	14,0	0,6	19,6	2311,7	97,6	0,226	349,7	349,7	18706,3	18706,3	96,0	316,1	11557,9	100
2039	12,0	0,5	20,9	2323,7	98,1	0,227	312,2	312,2	19018,5	19018,5	96,2	282,1	11840,0	100
2040	10,3	0,4	22,8	2334,0	98,5	0,228	278,6	278,6	19297,1	19297,1	96,3	251,7	12091,7	100
2041	8,9	0,4	25,4	2342,9	98,9	0,229	250,7	250,7	19547,8	19547,8	96,5	226,4	12318,1	100
2042	7,6	0,3	29,3	2350,5	99,2	0,230	221,7	221,7	19769,4	19769,4	96,6	200,1	12518,2	100
2043	6,6	0,3	35,6	2357,1	99,5	0,231	197,7	197,7	19967,2	19967,2	96,7	178,5	12696,7	100
2044	5,7	0,2	47,5	2362,7	99,7	0,231	176,0	176,0	20143,2	20143,2	96,8	158,8	12855,5	100
2045	4,9	0,2	77,7	2367,6	100,0	0,232	157,9	157,9	20301,0	20301,0	96,9	142,4	12997,9	100

Приложение 5 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Объект Исп. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из наблюдательного фонда/консервации	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв. врем. дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатация бурения с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыч.	Нагнет.							Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2025	0	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	1,6	21,1
2026	0	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	1,4	21,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	1,3	21,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	1,2	20,8
2029	0	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	1,1	20,7
2030	0	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	1,0	20,5
2031	0	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	0,9	20,3
2032	0	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	0,8	20,1
2033	0	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	0,7	19,8
2034	0	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	0,7	19,5
2035	0	0	0	0	0	0	0	9	5,6	0	0	0	9	9	0,6	19,2

Приложение 6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Объект Исп. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2025	4,9	3,4	13,9	113,5	78,8	0,069	65,8	65,8	670,1	670,1	92,5
2026	4,5	3,1	14,7	117,9	81,9	0,072	65,7	65,7	735,8	735,8	93,2
2027	4,1	2,8	15,7	122,0	84,7	0,074	65,4	65,4	801,2	801,2	93,8
2028	3,7	2,6	16,9	125,7	87,3	0,076	65,0	65,0	866,2	866,2	94,3
2029	3,4	2,4	18,5	129,1	89,7	0,079	64,6	64,6	930,8	930,8	94,8
2030	3,1	2,1	20,7	132,2	91,8	0,080	64,0	64,0	994,8	994,8	95,2
2031	2,8	2,0	23,8	135,0	93,8	0,082	63,4	63,4	1058,2	1058,2	95,6
2032	2,6	1,8	28,5	137,6	95,5	0,084	62,7	62,7	1120,9	1120,9	95,9
2033	2,3	1,6	36,3	139,9	97,2	0,085	61,9	61,9	1182,8	1182,8	96,2
2034	2,1	1,5	51,9	142,0	98,6	0,086	61,0	61,0	1243,7	1243,7	96,5
2035	1,9	1,3	98,5	144,0	100,0	0,088	60,0	60,0	1303,7	1303,7	96,8

Приложение 7 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Объект II. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из наблюдательного фонда/консервации	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод нагн. скв. с других гор.	Перевод нагн. скв. на друг. гор.	Перевод скв. временно дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Фонд нагнетательных скважин осущ. ОРЗ горизонтов	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость нагнетательных скважин, м³/сут
	Всего	Добыв.	Нагнет.									Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных			Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2025	0	0	0	0	1	0	0	1	1	23	20,8	0	0	0	19	19	1	0	1,3	26,6	456,1
2026	0	0	0	0	3	1	0	0	0	26	20,8	0	0	0	21	21	1	0	1,8	27,7	534,3
2027	0	0	0	0	0	1	0	0	0	26	20,8	0	0	0	20	20	1	0	1,7	26,7	550,4
2028	0	0	0	0	2	2	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	1	0	1,7	26,7	535,9
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	1	0	1,7	26,6	533,9
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	1	0	1,6	26,4	531,1
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	1	0	1,6	26,3	527,5
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	1	0	1,5	26,0	523,1
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	1	0	1,5	25,8	518,1
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	1	0	1,5	25,5	514,3
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	1	0	1,4	25,2	507,8
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	1	0	1,4	24,8	498,5
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	1	0	1,3	24,5	490,5
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	1	0	1,2	24,0	482,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	1	0	1,1	23,6	472,9
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	1	0	1,1	23,1	463,3
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	1	0	1,0	22,6	453,2
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	1	0	1,0	22,1	442,6
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	20,8	0	0	0	20	20	1	0	0,9	21,6	431,6

Приложение 8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Объект II. Месторождение Кара-Арна

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбор. закачкой, %
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м3	Накопленная закачка воды, тыс.м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	9,3	0,9	5,4	893,0	84,6	0,264	184,5	184,5	5847,0	5841,6	95,0	149,8	2018,9	90
2026	13,2	1,2	8,1	906,2	85,9	0,268	202,0	202,0	6049,0	6043,6	93,5	175,5	2194,4	96
2027	12,8	1,2	8,6	919,0	87,1	0,272	199,8	199,8	6248,8	6243,4	93,6	180,8	2375,2	100
2028	12,5	1,2	9,2	931,6	88,3	0,276	194,6	194,6	6443,4	6438,0	93,6	176,0	2551,2	100
2029	12,2	1,2	9,9	943,8	89,5	0,279	193,9	193,9	6637,3	6631,9	93,7	175,4	2726,6	100
2030	11,9	1,1	10,7	955,7	90,6	0,283	192,9	192,9	6830,2	6824,8	93,8	174,5	2901,0	100
2031	11,6	1,1	11,7	967,3	91,7	0,286	191,6	191,6	7021,8	7016,4	93,9	173,3	3074,3	100
2032	11,3	1,1	12,9	978,6	92,8	0,290	190,1	190,1	7211,9	7206,5	94,0	171,9	3246,2	100
2033	11,0	1,0	14,4	989,6	93,8	0,293	188,3	188,3	7400,2	7394,8	94,1	170,2	3416,4	100
2034	10,8	1,0	16,4	1000,4	94,8	0,296	186,2	186,2	7586,5	7581,1	94,2	169,0	3585,3	100
2035	10,5	1,0	19,2	1010,8	95,8	0,299	183,9	183,9	7770,4	7765,0	94,3	166,8	3752,2	100
2036	9,9	0,9	22,4	1020,8	96,8	0,302	181,3	181,3	7951,7	7946,3	94,5	163,8	3915,9	100
2037	9,4	0,9	27,3	1030,1	97,6	0,305	178,5	178,5	8130,2	8124,9	94,8	161,1	4077,0	100
2038	8,8	0,8	35,6	1039,0	98,5	0,307	175,5	175,5	8305,7	8300,3	95,0	158,3	4235,4	100
2039	8,4	0,8	52,2	1047,3	99,3	0,310	172,2	172,2	8478,0	8472,6	95,1	155,3	4390,7	100
2040	7,9	0,7	103,1	1055,2	100,0	0,312	168,8	168,8	8646,8	8641,4	95,3	152,2	4542,9	100
2041	7,5	0,7		1062,7	100,7	0,315	165,2	165,2	8811,9	8806,6	95,5	148,9	4691,8	100
2042	7,1	0,7		1069,8	101,4	0,317	161,4	161,4	8973,3	8967,9	95,6	145,4	4837,2	100
2043	6,7	0,6		1076,4	102,0	0,319	157,4	157,4	9130,7	9125,3	95,8	141,8	4979,0	100

Приложение 9 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Объект II Грабен. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из наблюдательного фонда/консервации	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв. врем. дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатация бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагнет.							Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2025	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,9	18,5
2026	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,8	18,5
2027	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,8	18,5
2028	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,8	18,4
2029	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,7	18,4
2030	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,7	18,3
2031	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,6	18,2
2032	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,6	18,1
2033	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,6	17,9
2034	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,5	17,8
2035	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,5	17,6
2036	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,4	17,4
2037	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,4	17,3
2038	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,4	17,1
2039	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,2	16,8
2040	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,1	16,6
2041	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	2,0	16,4
2042	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	1,9	16,1
2043	0	0	0	0	0	0	0	3	2,9	0	0	0	1	1	1,8	15,9

Приложение 10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Объект II Грабен. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекае-мых	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2025	1,1	3,2	6,9	18,9	57,2	0,066	6,8	6,8	80,2	80,2	84,4
2026	1,0	3,1	7,3	19,9	60,4	0,070	6,8	6,8	86,9	86,9	84,7
2027	1,0	3,1	7,8	20,9	63,5	0,073	6,7	6,7	93,7	93,7	84,9
2028	1,0	3,0	8,3	21,9	66,5	0,077	6,7	6,7	100,4	100,4	85,0
2029	1,0	3,0	9,0	22,9	69,5	0,080	6,7	6,7	107,1	107,1	85,2
2030	1,0	3,0	9,7	23,9	72,5	0,084	6,7	6,7	113,8	113,8	85,4
2031	1,0	2,9	10,6	24,9	75,4	0,087	6,6	6,6	120,4	120,4	85,5
2032	0,9	2,9	11,6	25,8	78,2	0,090	6,6	6,6	127,0	127,0	85,6
2033	0,9	2,8	13,0	26,7	81,1	0,094	6,5	6,5	133,5	133,5	85,8
2034	0,9	2,8	14,7	27,7	83,8	0,097	6,5	6,5	140,0	140,0	85,9
2035	0,9	2,7	17,0	28,6	86,6	0,100	6,4	6,4	146,5	146,5	85,9
2036	0,9	2,7	20,1	29,5	89,3	0,103	6,4	6,4	152,8	152,8	86,0
2037	0,9	2,7	24,8	30,3	91,9	0,106	6,3	6,3	159,1	159,1	86,1
2038	0,9	2,6	32,5	31,2	94,6	0,109	6,2	6,2	165,4	165,4	86,1
2039	0,8	2,5	45,5	32,0	97,0	0,112	6,1	6,1	171,5	171,5	86,7
2040	0,8	2,3	78,9	32,8	99,4	0,115	6,1	6,1	177,6	177,6	87,3
2041	0,7	2,2	352,6	33,5	101,6	0,117	6,0	6,0	183,6	183,6	87,8
2042	0,7	2,1	-131,9	34,2	103,7	0,120	5,9	5,9	189,4	189,4	88,3
2043	0,7	2,0	-53,8	34,9	105,6	0,122	5,8	5,8	195,2	195,2	88,8

Приложение 11 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Объект II вк. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из наблюдательного фонда/консервации	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв. временно дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатация бурения с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагнет.							Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2025	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	0	0	0	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	0	0	0	0,0
2027	0	0	0	1	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0,7	5,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0,7	5,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0,6	5,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0,6	5,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0,5	5,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0,5	4,9
2033	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0,4	4,9
2034	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0,4	4,9
2035	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0,4	4,9
2036	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0,3	4,8
2037	0	0	0	0	0	0	0	4	1,0	0	0	0	1	1	0,3	4,8

Приложение 12 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Объект II вк. Месторождение Кара-Арна

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Кэф. нефтеотд. д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2025	0,0	0,0	0,0	5,6	79,8	0,024	0,0	0,0	41,0	41,0	0,0
2026	0,0	0,0	0,0	5,6	79,8	0,024	0,0	0,0	41,0	41,0	0,0
2027	0,19	2,7	13,4	5,8	82,5	0,025	1,3	1,3	42,3	42,3	85,5
2028	0,17	2,5	14,2	6,0	85,0	0,026	1,3	1,3	43,6	43,6	86,7
2029	0,16	2,3	15,2	6,1	87,3	0,027	1,3	1,3	44,9	44,9	87,8
2030	0,15	2,1	16,5	6,3	89,4	0,027	1,3	1,3	46,2	46,2	88,8
2031	0,13	1,9	18,1	6,4	91,3	0,028	1,3	1,3	47,5	47,5	89,7
2032	0,12	1,8	20,2	6,5	93,1	0,028	1,3	1,3	48,8	48,8	90,5
2033	0,11	1,6	23,2	6,6	94,7	0,029	1,3	1,3	50,1	50,1	91,3
2034	0,10	1,5	27,8	6,7	96,2	0,029	1,3	1,3	51,4	51,4	92,0
2035	0,09	1,4	35,3	6,8	97,5	0,030	1,3	1,3	52,7	52,7	92,6
2036	0,09	1,2	50,0	6,9	98,8	0,030	1,3	1,3	54,0	54,0	93,2
2037	0,08	1,1	91,5	7,0	99,9	0,031	1,3	1,3	55,2	55,2	93,7

Приложение 13 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Объект III. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из наблюдательного фонда/ Консервации	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод нагн. скв. с других гор.	Перевод нагн. скв. на друг. гор.	Перевод скв. временно дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин		Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость нагнетательных скважин, м³/сут
	Всего	Добыв.	Нагнет.									Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных	Всего	в т.ч. ОРЗ	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2025	1	1	0	0	1	1	1	0	2	39	44,7	0	0	0	27	27	10	0	2,1	38,1	155,9
2026	1	1	0	0	0	3	0	0	0	40	45,9	0	0	0	25	25	10	0	2,2	41,9	149,1
2027	0	0	0	0	1	2	0	0	0	41	45,9	0	0	0	24	24	10	0	2,3	45,0	141,1
2028	0	0	0	0	2	1	0	0	0	43	45,9	0	0	0	25	25	10	0	2,2	44,5	130,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	45,9	0	0	0	25	25	10	0	2,1	43,2	122,2
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	45,9	0	0	0	25	25	10	0	2,0	41,9	116,3
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	45,9	0	0	0	25	25	10	0	1,9	40,5	112,6
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	45,9	0	0	0	25	25	10	0	1,9	39,2	108,9
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	45,9	0	0	0	25	25	10	0	1,8	37,9	105,3
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	45,9	0	0	0	25	25	10	0	1,7	36,6	101,6
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	45,9	0	0	0	25	25	10	0	1,7	35,3	98,4
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	45,9	0	0	0	25	25	10	0	1,6	34,0	84,3
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	45,9	0	0	0	25	25	10	0	1,5	32,8	81,2
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	45,9	3	3	0	22	22	10	0	1,4	31,5	73,4
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	45,9	0	0	0	22	22	10	0	1,4	30,3	66,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	45,9	2	2	0	20	20	10	0	1,3	29,1	60,5
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	45,9	0	0	0	20	20	10	0	1,1	27,9	55,2
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	45,9	2	2	0	18	18	10	0	1,0	26,7	50,2
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	45,9	0	0	0	18	18	10	0	1,0	25,6	45,6
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	45,9	2	2	0	16	16	10	0	0,9	24,5	41,1
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	45,9	0	0	0	16	16	10	0	0,8	23,4	37,0

Приложение 14 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Объект III. Месторождение Кара-Арна

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Козф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов		Ком-пен-сация отбор. закач- кой, %
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м3	Накоп-ленная закачка воды, тыс.м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	21,1	0,3	6,8	6046,7	95,4	0,461	378,1	378,1	25984,3	25572,7	94,4	512,3	24062,4	150
2026	20,8	0,3	7,2	6067,5	95,8	0,462	393,1	393,1	26377,4	25965,8	94,7	489,7	24552,1	138
2027	20,0	0,3	7,5	6087,5	96,1	0,464	398,3	398,3	26775,7	26364,1	95,0	463,6	25015,7	129
2028	19,3	0,3	7,8	6106,8	96,4	0,465	394,5	394,5	27170,2	26758,5	95,1	427,0	25442,6	120
2029	18,7	0,3	8,2	6125,5	96,7	0,467	390,4	390,4	27560,6	27148,9	95,2	401,3	25843,9	114
2030	18,0	0,3	8,6	6143,5	97,0	0,468	378,3	378,3	27938,9	27527,2	95,2	382,1	26226,0	112
2031	17,4	0,3	9,1	6160,9	97,3	0,469	366,3	366,3	28305,2	27893,5	95,3	369,9	26595,9	112
2032	16,8	0,3	9,6	6177,7	97,5	0,471	354,3	354,3	28659,5	28247,8	95,3	357,8	26953,7	112
2033	16,2	0,3	10,3	6193,8	97,8	0,472	342,4	342,4	29001,9	28590,2	95,3	345,8	27299,5	112
2034	15,6	0,2	11,1	6209,5	98,0	0,473	330,6	330,6	29332,4	28920,8	95,3	333,8	27633,3	112
2035	15,1	0,2	12,0	6224,5	98,3	0,474	318,9	318,9	29651,3	29239,7	95,3	323,2	27956,5	112
2036	14,5	0,2	13,2	6239,1	98,5	0,475	307,3	307,3	29958,6	29547,0	95,3	277,1	28233,6	100
2037	13,4	0,2	14,0	6252,5	98,7	0,476	295,9	295,9	30254,5	29842,8	95,5	266,7	28500,3	100
2038	12,3	0,2	14,9	6264,8	98,9	0,477	267,4	267,4	30521,9	30110,2	95,4	241,0	28741,3	100
2039	11,0	0,2	15,7	6275,8	99,1	0,478	240,7	240,7	30762,5	30350,9	95,4	216,9	28958,2	100
2040	9,5	0,2	16,1	6285,3	99,2	0,479	220,5	220,5	30983,0	30571,3	95,7	198,6	29156,8	100
2041	8,2	0,1	16,5	6293,5	99,3	0,479	201,5	201,5	31184,5	30772,8	95,9	181,4	29338,3	100
2042	7,1	0,1	17,2	6300,6	99,5	0,480	183,3	183,3	31367,8	30956,2	96,1	165,0	29503,3	100
2043	6,2	0,1	18,0	6306,8	99,6	0,480	166,4	166,4	31534,2	31122,6	96,3	149,7	29653,0	100
2044	5,4	0,1	19,1	6312,2	99,6	0,481	150,2	150,2	31684,4	31272,8	96,4	135,1	29788,1	100
2045	4,7	0,1	20,6	6316,9	99,7	0,481	135,2	135,2	31819,6	31408,0	96,5	121,6	29909,7	100

Приложение 15 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Объект III сп. Месторождение Кара-Арна

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из наблюдательного фонда/консервации	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв. врем. дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатация бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагнет.							Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2025	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	1,0	23,9
2026	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,9	23,8
2027	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,9	23,6
2028	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,9	23,4
2029	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,8	23,1
2030	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,8	22,8
2031	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,8	22,5
2032	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,8	22,1
2033	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,7	21,8
2034	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,7	21,4
2035	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,7	20,9
2036	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,6	20,5
2037	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,6	20,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	6	6,7	0	0	0	5	5	0,5	19,5

Приложение 16 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Объект III сп. Месторождение Кара-Арна

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекае-мых	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2025	1,74	1,2	9,1	128,6	88,1	0,168	42,8	42,8	886,9	886,9	95,9
2026	1,68	1,2	9,7	130,3	89,3	0,170	42,5	42,5	929,4	929,4	96,0
2027	1,62	1,1	10,3	131,9	90,4	0,172	42,2	42,2	971,6	971,6	96,2
2028	1,57	1,1	11,1	133,5	91,4	0,174	41,8	41,8	1013,4	1013,4	96,3
2029	1,51	1,0	12,1	135,0	92,5	0,176	41,3	41,3	1054,7	1054,7	96,3
2030	1,46	1,0	13,3	136,5	93,5	0,178	40,8	40,8	1095,5	1095,5	96,4
2031	1,41	1,0	14,8	137,9	94,4	0,180	40,2	40,2	1135,7	1135,7	96,5
2032	1,36	0,9	16,7	139,2	95,4	0,182	39,6	39,6	1175,3	1175,3	96,6
2033	1,31	0,9	19,4	140,5	96,3	0,183	38,9	38,9	1214,3	1214,3	96,6
2034	1,26	0,9	23,2	141,8	97,1	0,185	38,2	38,2	1252,5	1252,5	96,7
2035	1,18	0,8	28,1	143,0	97,9	0,186	37,5	37,5	1289,9	1289,9	96,9
2036	1,09	0,7	36,3	144,1	98,7	0,188	36,6	36,6	1326,6	1326,6	97,0
2037	1,02	0,7	53,1	145,1	99,4	0,189	35,8	35,8	1362,4	1362,4	97,2
2038	0,95	0,6	105,3	146,0	100,0	0,190	34,9	34,9	1397,3	1397,3	97,3

Приложение 17 – Расчет дохода от продажи продукции в тыс.тенге ценах по 1 варианту

Приложение 17 – Расчет дохода от продажи продукции в тыс.тенге ценах по 1 варианту							
Год	Объем добычи нефти	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС)
		Объем продажи			Цена реализации нефти		
		всего	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок	
	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тенге/тонну	тенге/тонну	тыс.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8
2025	107,8	106,9	85,5	21,4	268 432	93 100	24 948 107
2026	103,9	103,1	82,5	20,6	273 800	94 962	24 533 096
2027	96,3	95,6	76,5	19,1	279 276	96 861	23 204 687
2028	89,3	88,6	70,8	17,7	284 862	98 798	21 931 449
2029	82,8	82,2	65,7	16,4	290 559	100 774	20 754 027
2030	76,9	76,3	61,1	15,3	296 370	102 790	19 664 808
2031	71,6	71,0	56,8	14,2	302 298	104 846	18 656 788
2032	66,2	65,7	52,6	13,1	308 344	106 943	17 614 514
2033	61,4	60,9	48,7	12,2	314 511	109 081	16 659 954
2034	56,3	55,9	44,7	11,2	320 801	111 263	15 581 027
2035	51,6	51,2	41,0	10,2	327 217	113 488	14 569 065
2036	45,4	45,0	36,0	9,0	333 761	115 758	13 070 802
2037	41,0	40,7	32,5	8,1	340 436	118 073	12 038 636
2038	36,9	36,6	29,3	7,3	347 245	120 435	11 053 352
Итого 2025-2038	987,5	979,6	783,7	195,9			254 280 312
2039	32,2	31,9	25,5	6,4	354 190	122 843	9 830 987
2040	28,5	28,3	22,6	5,7	361 274	125 300	8 883 961
2041	25,3	25,1	20,1	5,0	368 499	127 806	8 042 438
2042	22,5	22,3	17,9	4,5	375 869	130 362	7 294 017
2043	20,1	19,9	15,9	4,0	383 387	132 970	6 639 541
2044	11,0	10,9	8,8	2,2	391 054	135 629	3 721 931
2045	9,5	9,5	7,6	1,9	398 876	138 342	3 283 403
Итого 2025-2045	1 136,71	1 127,61	902,09	225,52			301 976 591

Приложение 18 – Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по 1 варианту

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы, тыс.тенге	Стоимость всего,тыс.тенге	Распределение капитальных вложений по годам строительства																				
						2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
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	27
I	Строительство скважин (подземное строительство)																									
1	Ввод добывающих вертикальных скважин	тыс.тенге	2	286 944	573 888	286 944	286 944	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод добывающих скважин с других горизонтов	тыс.тенге	15	12 250	183 750	36 750	49 000	36 750	61 250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод нагнетательных скважин с других горизонтов	тыс.тенге	1	12 250	12 250	12 250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Выбытие скважин	тыс.тенге	94	10 780	1 013 320	0	0	0	10 780	0	0	21 560	0	21 560	0	0	140 140	0	183 260	53 900	129 360	0	118 580	0	334 180	0
	Итого строительство скважин				1 783 208	335 944	335 944	36 750	72 030	0	0	21 560	0	21 560	0	0	140 140	0	183 260	53 900	129 360	0	118 580	0	334 180	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				2 152 233	335 944	342 663	38 235	76 439	0	0	24 280	0	25 261	0	0	174 246	0	237 066	71 120	174 102	0	166 041	0	486 837	0
II	Надземное строительство																									
1	Обустройство устья скважины	тыс.тенге	2	3 430	6 860	3 430	3 430	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Монтаж выкидных линий	тыс.тенге	2	4 900	9 800	4 900	4 900	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Строительство площадок	тыс.тенге	2	11 760	23 520	11 760	11 760	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Строительство ЛЭП-0,4 кВ и монтаж КТП	тыс.тенге	2	13 230	26 460	13 230	13 230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Машины и оборудование:	тыс.тенге		49 000	98 000	49 000	49 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				164 640	82 320	82 320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				166 286	82 320	83 966	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
III	Прочие расходы	тыс.тенге	10 %		16 464	8 232	8 232	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин				1 964 312	426 496	426 496	36 750	72 030	0	0	21 560	0	21 560	0	0	140 140	0	183 260	53 900	129 360	0	118 580	0	334 180	0
	Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции				2 335 149	426 496	435 026	38 235	76 439	0	0	24 280	0	25 261	0	0	174 246	0	237 066	71 120	174 102	0	166 041	0	486 837	0

Приложение 19 – Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в 1 варианте, тыс.тенге

Год	Расходы, относимые на себестоимость продукции										Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тн.нефти
	Затраты на материалы, химреагенты	Электрo-энергия	ГСМ	Текущий ремонт и техобслуживание скважин	Работы и услуги произв.характера	Затраты на ТБ и ООС	ФОТ ППП	ГИС и мониторинг недр	НИО КР	Затраты на страхование		Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество	НДПИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2025	266 144	394 991	109 309	1 283 913	2 386 843	271 424	495 000	177 674	20 982	377 913	158 965	92 590	222 852	1 082 773	1 398 215	7 341 372	68 122
2026	261 716	388 420	107 491	1 317 433	2 347 138	266 909	504 900	182 207	55 436	377 913	243 834	94 442	226 938	1 064 529	1 385 909	7 439 306	71 603
2027	247 545	367 388	101 670	1 351 780	2 220 046	252 457	514 998	186 850	55 300	377 913	240 367	96 331	228 177	1 006 672	1 331 180	7 247 494	75 225
2028	233 962	347 230	96 092	1 370 657	2 098 233	238 604	525 298	189 568	50 926	377 913	237 223	98 257	226 862	951 236	1 276 356	7 042 061	78 883
2029	221 402	328 588	90 933	1 398 070	1 985 586	225 795	535 804	193 360	49 821	377 913	227 709	100 223	225 413	899 982	1 225 618	6 860 597	82 834
2030	258 782	360 343	135 160	1 515 543	1 930 378	238 444	595 520	295 227	47 862	377 913	218 390	102 227	223 532	852 577	1 178 335	7 151 898	92 957
2031	248 029	344 384	130 744	1 526 578	1 833 938	227 477	606 450	297 008	50 342	377 913	212 317	104 272	221 966	808 713	1 134 951	6 990 131	97 678
2032	236 910	327 882	126 177	1 555 150	1 734 221	216 138	617 599	300 988	49 392	377 913	204 079	106 357	220 526	763 386	1 090 269	6 836 717	103 211
2033	226 727	312 769	121 995	1 566 277	1 642 896	205 753	628 971	302 798	48 141	377 913	198 989	108 484	219 212	721 879	1 049 575	6 682 802	108 801
2034	215 217	295 687	117 268	1 595 643	1 539 673	194 015	640 571	306 894	47 269	377 913	191 081	110 654	218 014	675 003	1 003 671	6 524 900	115 858
2035	204 421	279 665	112 834	1 625 595	1 442 856	183 005	652 402	311 071	45 981	377 913	183 669	112 867	216 742	631 047	960 656	6 380 068	123 579
2036	188 438	255 943	106 269	1 531 878	1 299 514	166 704	664 470	299 809	45 008	377 913	191 279	115 124	216 906	566 050	898 080	6 025 305	132 687
2037	177 427	239 602	101 747	1 560 555	1 200 764	155 475	676 780	303 845	43 534	377 913	185 114	117 427	217 190	521 258	855 875	5 878 630	143 367
2038	166 916	224 002	97 430	1 430 681	1 106 500	144 756	689 335	286 842	41 123	377 913	202 292	119 775	218 040	478 514	816 330	5 584 119	151 290
Итого 2025-2038	3 153 634	4 466 893	1 555 117	20 629 753	24 768 587	2 986 956	8 348 099	3 634 142	651 115	5 290 775	2 895 309	1 479 029	3 102 371	11 023 620	15 605 020	93 985 400	95 171
2039	153 876	204 649	92 074	1 406 613	989 553	131 457	702 142	284 282	40 429	377 913	202 718	122 171	219 523	425 524	767 218	5 352 924	166 320
2040	143 773	189 655	87 925	1 318 966	898 949	121 154	715 205	272 497	37 343	377 913	214 415	124 614	220 627	384 470	729 710	5 107 504	179 124
2041	134 796	176 332	84 238	1 343 385	818 439	111 998	728 529	275 987	36 050	377 913	209 694	127 106	221 275	347 995	696 376	4 993 736	197 328
2042	77 812	115 483	31 958	1 151 876	697 836	79 356	693 120	166 754	33 977	377 913	221 690	129 649	221 933	315 560	667 142	4 314 915	191 759
2043	70 830	105 121	29 091	1 174 913	635 220	72 235	706 982	170 089	29 660	377 913	218 088	132 242	222 652	287 201	642 095	4 232 236	210 758
2044	39 705	58 927	16 307	862 408	356 086	40 493	721 122	131 517	0	377 913	251 774	134 886	225 917	160 972	521 775	3 378 027	306 088
2045	35 027	51 984	14 386	879 657	314 131	35 722	735 544	134 148	24 292	377 913	249 823	137 584	229 309	141 984	508 877	3 361 504	352 177
Итого 2025-2045	3 809 452	5 369 044	1 911 096	28 767 572	29 478 801	3 579 370	13 350 742	5 069 417	852 866	7 936 163	4 463 510	2 387 281	4 663 608	13 087 325	20 138 214	124 726 246	109 726

Приложение 20 – Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в 1 варианте, тыс.тенге

Год	Расходы периода					Затраты на транспорт нефти		Налоги и отчисления, входящие в расходы периода			Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации
	ФОТ АУП	Содержание АУП	Страхование АУП	Административно-управленческие расходы	Социальное развитие региона	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависящие от ФОТ АУП	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2025	250 560	444 528	54 155	10 829	63 133	1 988 532	2 723 958	2 998 006	47 078	6 436	8 587 215	20 982	81 612
2026	255 571	453 419	55 238	11 046	63 702	1 955 453	2 626 123	3 369 296	48 020	6 471	8 844 338	55 436	78 681
2027	260 683	462 487	56 343	11 266	58 410	1 849 570	2 622 545	3 186 857	48 980	6 506	8 563 645	55 300	72 962
2028	265 896	471 737	57 470	11 492	57 190	1 748 084	2 430 045	3 011 994	49 960	6 471	8 110 339	50 926	67 606
2029	271 214	481 171	58 619	11 722	55 198	1 654 236	2 254 495	2 850 291	50 959	6 471	7 694 376	49 821	62 722
2030	301 138	515 295	94 091	60 956	58 613	1 567 418	2 243 880	2 700 701	51 978	6 471	7 600 541	47 862	58 265
2031	306 671	525 111	95 287	61 195	57 690	1 487 072	2 087 116	2 562 263	53 017	6 401	7 241 824	50 342	54 194
2032	312 315	535 123	96 507	61 439	56 419	1 403 996	1 931 880	2 570 315	54 078	6 401	7 028 473	49 392	50 164
2033	318 071	545 335	97 751	61 688	55 505	1 327 911	1 910 785	2 431 026	55 159	6 332	6 809 563	48 141	46 515
2034	323 942	555 752	99 020	61 942	54 201	1 241 913	1 752 000	2 273 588	56 263	6 332	6 424 952	47 269	42 649
2035	329 931	566 377	100 314	62 200	53 208	1 161 253	1 606 089	2 125 922	57 388	6 332	6 069 015	45 981	39 097
2036	336 040	577 215	101 635	62 465	51 555	1 041 831	1 500 959	1 907 295	58 536	5 880	5 643 409	45 008	34 389
2037	342 271	588 269	102 981	62 734	49 122	959 560	1 355 326	1 756 681	59 706	5 880	5 282 530	43 534	31 052
2038	348 626	599 544	104 355	63 008	48 178	881 027	1 220 001	1 802 662	60 900	5 288	5 133 591	41 123	27 952
Итого 2025-2038	4 222 930	7 321 363	1 173 765	613 982	782 123	20 267 856	28 265 203	35 546 898	752 020	87 671	99 033 812	651 115	747 861
2039	355 109	611 045	105 756	63 289	44 773	783 596	1 126 385	1 603 310	62 118	5 114	4 760 495	40 429	0
2040	361 721	622 776	107 185	63 574	43 301	708 112	997 921	1 448 862	63 361	4 697	4 421 509	37 343	0
2041	368 465	634 742	108 643	63 866	41 237	641 037	934 885	483 229	64 628	4 697	3 345 427	36 050	0
2042	350 844	622 447	75 830	15 163	35 786	581 382	831 260	1 189 562	65 921	4 314	3 772 510	33 977	0
2043	357 861	634 895	77 346	15 466	34 017	529 216	741 836	1 082 826	67 239	4 314	3 545 018	29 660	0
2043	365 019	647 593	78 893	15 776	29 666	296 663	429 155	670 895	68 584	3 270	2 605 514	27 944	0
2045	372 319	660 545	80 471	16 091	26 271	261 709	371 168	591 848	69 955	3 270	2 453 649	24 292	0
Итого 2025-2045	6 754 268	11 755 406	1 807 890	867 208	1 037 175	24 069 572	33 697 813	42 617 429	1 213 826	117 347	123 937 934	880 810	747 861

Приложение 21 – Расчет бюджетной эффективности 1 варианта разработки, тыс. тенге

Год	ДОХОД ГОСУДАРСТВА, тыс.тенге													
	Социальн ый налог	ИПН	Экспортная таможенная пошлина на нефть	Налог на имущест во	Аренда земельных участков	Рентный налог на экспорт	НДПИ на добычу нефти и газа	Прочие налоги и платежи в бюджет	КПН	НСП	Суммар ный доход РК	Дисконтированный доход РК при		
												5,00%	10,00%	15,00%
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16
2025	73 159	66 509	2 723 958	222 852	49	2 998 006	1 082 773	6 436	1 543 938	422 449	9 140 129	8 704 884	8 309 208	7 947 938
2026	74 623	67 839	2 626 123	226 938	50	3 369 296	1 064 529	6 471	1 452 177	318 711	9 206 756	8 350 799	7 608 889	6 961 630
2027	76 115	69 196	2 622 545	228 177	51	3 186 857	1 006 672	6 506	1 340 833	298 461	8 835 412	7 632 361	6 638 176	5 809 427
2028	77 637	70 579	2 430 045	226 862	52	3 011 994	951 236	6 471	1 260 491	220 599	8 255 967	6 792 204	5 638 937	4 720 376
2029	79 190	71 991	2 254 495	225 413	53	2 850 291	899 982	6 471	1 177 120	175 151	7 740 157	6 064 616	4 806 029	3 848 226
2030	80 774	73 431	2 243 880	223 532	54	2 700 701	852 577	6 471	943 202	14 833	7 139 454	5 327 571	4 030 036	3 086 583
2031	82 389	74 900	2 087 116	221 966	55	2 562 263	808 713	6 401	862 078	0	6 705 882	4 765 745	3 441 178	2 520 989
2032	84 037	76 398	1 931 880	220 526	56	2 570 315	763 386	6 401	738 766	0	6 391 765	4 326 198	2 981 806	2 089 479
2033	85 718	77 925	1 910 785	219 212	57	2 431 026	721 879	6 332	631 338	0	6 084 273	3 921 977	2 580 326	1 729 530
2034	87 432	79 484	1 752 000	218 014	59	2 273 588	675 003	6 332	529 871	0	5 621 783	3 451 287	2 167 441	1 389 619
2035	89 181	81 074	1 606 089	216 742	60	2 125 922	631 047	6 332	431 761	0	5 188 208	3 033 438	1 818 435	1 115 170
2036	90 965	82 695	1 500 959	216 906	61	1 907 295	566 050	5 880	294 184	0	4 664 995	2 597 644	1 486 411	871 921
2037	92 784	84 349	1 355 326	217 190	62	1 756 681	521 258	5 880	191 398	0	4 224 928	2 240 570	1 223 811	686 669
2038	94 640	86 036	1 220 001	218 040	63	1 802 662	478 514	5 288	89 302	0	3 994 547	2 017 518	1 051 889	564 544
Итого 2025-2038	1 168 645	1 062 405	28 265 203	3 102 371	783	35 546 898	11 023 620	87 671	11 486 458	1 450 203	93 194 257	69 226 811	53 782 570	43 342 102
2039	96 532	87 757	1 126 385	219 523	65	1 603 310	425 524	5 114	0	0	3 564 211	1 714 446	853 244	438 022
2040	98 463	89 512	997 921	220 627	66	1 448 862	384 470	4 697	0	0	3 244 617	1 486 396	706 123	346 735
2041	100 432	91 302	934 885	221 275	67	483 229	347 995	4 697	0	0	2 183 881	952 820	432 069	202 939
2042	102 441	93 128	831 260	221 933	69	1 189 562	315 560	4 314	0	0	2 758 267	1 146 117	496 099	222 882
2043	104 490	94 991	741 836	222 652	70	1 082 826	287 201	4 314	0	0	2 538 379	1 004 523	415 045	178 360
2044	106 580	96 891	429 155	225 917	71	670 895	160 972	3 270	0	0	1 693 751	638 357	251 765	103 489
2045	108 711	98 828	371 168	229 309	73	591 848	141 984	3 270	0	0	1 545 192	554 635	208 803	82 097
Итого 2025-2045	1 886 294	1 714 813	33 697 813	4 663 608	1 263	42 617 429	13 087 325	117 347	11 486 458	1 450 203	110 722 554	76 724 106	57 145 718	44 916 626

Приложение 22 – Расчет налогооблагаемого дохода в 1 варианте, тыс.тенге

Год	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) + расходы периода) приходящиеся на 1 тн нефти	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход
1	2	3	4	5	6	7
2025	16 031 182	148 757	8 916 876	1 356 153	17 009 422	7 719 688
2026	16 417 760	158 019	8 115 286	1 098 237	17 138 085	7 260 883
2027	15 939 400	165 442	7 265 236	801 437	16 362 924	6 704 166
2028	15 270 932	171 059	6 660 465	595 234	15 488 254	6 302 453
2029	14 667 516	177 094	6 086 458	428 569	14 718 172	5 885 599
2030	14 858 566	193 124	4 806 188	308 569	14 789 223	4 716 009
2031	14 336 490	200 334	4 320 242	222 170	14 180 748	4 310 390
2032	13 964 746	210 820	3 649 712	159 962	13 746 796	3 693 829
2033	13 587 020	221 208	3 072 876	115 173	13 324 281	3 156 691
2034	13 039 771	231 539	2 541 198	82 924	12 744 783	2 649 354
2035	12 534 161	242 780	2 034 844	59 706	12 215 954	2 158 807
2036	11 748 111	258 712	1 322 630	42 988	11 413 187	1 470 921
2037	11 235 746	274 015	802 828	30 951	10 888 785	956 990
2038	10 786 785	292 246	266 503	22 285	10 431 158	446 511
Итого 2025-2038	194 418 188	196 872	59 861 341	5 324 359	194 451 771	57 432 291
2039	10 153 848	315 489	-322 925	16 045	9 791 981	0
2040	9 566 356	335 499	-682 461	11 553	9 199 996	0
2041	8 375 213	330 947	-332 842	8 318	8 005 618	0
2042	8 121 402	360 924	-827 453	5 989	7 749 478	0
2043	7 806 915	388 770	-1 167 443	4 312	7 433 314	0
2044	6 011 486	544 709	-2 289 626	3 105	5 636 678	0
2045	5 839 445	611 785	-2 556 114	2 235	5 463 767	0
Итого 2025-2045	250 292 852	220 191	51 682 476	5 375 915	247 732 604	57 432 291

Приложение 23 – Расчет чистой прибыли в 1 варианте, тыс.тенге

Год	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
1	2	3	4	5	6	7
2025	7 719 688	7 719 688	1 543 938	7 372 938	422 449	6 950 490
2026	7 260 883	7 260 883	1 452 177	6 663 109	318 711	6 344 399
2027	6 704 166	6 704 166	1 340 833	5 924 402	298 461	5 625 942
2028	6 302 453	6 302 453	1 260 491	5 399 974	220 599	5 179 375
2029	5 885 599	5 885 599	1 177 120	4 909 338	175 151	4 734 187
2030	4 716 009	4 716 009	943 202	3 862 986	14 833	3 848 153
2031	4 310 390	4 310 390	862 078	3 458 165	0	3 458 165
2032	3 693 829	3 693 829	738 766	2 910 946	0	2 910 946
2033	3 156 691	3 156 691	631 338	2 441 537	0	2 441 537
2034	2 649 354	2 649 354	529 871	2 011 327	0	2 011 327
2035	2 158 807	2 158 807	431 761	1 603 083	0	1 603 083
2036	1 470 921	1 470 921	294 184	1 028 446	0	1 028 446
2037	956 990	956 990	191 398	611 430	0	611 430
2038	446 511	446 511	89 302	177 201	0	177 201
Итого 2025-2038	57 432 291	57 432 291	11 486 458	48 374 883	1 450 203	46 924 680
2039	0	0	0	-322 925	0	-322 925
2040	0	0	0	-682 461	0	-682 461
2041	0	0	0	-332 842	0	-332 842
2042	0	0	0	-827 453	0	-827 453
2043	0	0	0	-1 167 443	0	-1 167 443
2044	0	0	0	-2 289 626	0	-2 289 626
2045	0	0	0	-2 556 114	0	-2 556 114
Итого 2025-2045	57 432 291	57 432 291	11 486 458	40 196 017	1 450 203	38 745 814

Приложение 24 – Расчет потоков денежной наличности в 1 варианте, тыс.тенге

Год	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	ВНП (IRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость дисконт %)		
					5,00%	10,00%	15,00%
1	2	3	4	5	6	7	8
2025	6 950 490	6 841 924	6 841 924	37,5%	6 516 118	6 219 931	5 949 499
2026	6 344 399	6 397 041	13 238 965	34,8%	5 802 305	5 286 811	4 837 082
2027	5 625 942	5 866 309	19 105 274	33,8%	5 067 538	4 407 445	3 857 193
2028	5 179 375	5 416 598	24 521 872	32,6%	4 456 248	3 699 609	3 096 957
2029	4 734 187	4 961 896	29 483 768	31,4%	3 887 776	3 080 947	2 466 939
2030	3 848 153	4 066 544	33 550 312	26,1%	3 034 517	2 295 458	1 758 079

Продолжение приложение 24

1	2	3	4	5	6	7	8
2031	3 458 165	3 670 482	37 220 794	24,5%	2 608 543	1 883 538	1 379 870
2032	2 910 946	3 115 025	40 335 819	21,5%	2 108 372	1 453 182	1 018 307
2033	2 441 537	2 640 526	42 976 345	18,8%	1 702 107	1 119 841	750 602
2034	2 011 327	2 202 408	45 178 753	16,5%	1 352 087	849 124	544 402
2035	1 603 083	1 786 751	46 965 504	14,0%	1 044 677	626 245	384 050
2036	1 028 446	1 219 725	48 185 229	10,1%	679 188	388 642	227 975
2037	611 430	796 543	48 981 772	7,1%	422 424	230 730	129 461
2038	177 201	344 719	49 326 492	3,2%	174 107	90 775	48 719
Итого 2025-2038	46 924 680	49 326 492	49 326 492	24,0%	38 856 007	31 632 278	26 449 136
2039	-322 925	-120 207	49 206 284	-1,2%	-57 822	-28 777	-14 773
2040	-682 461	-468 046	48 738 238	-4,9%	-214 417	-101 861	-50 018
2041	-332 842	-123 148	48 615 090	-1,5%	-53 729	-24 364	-11 444
2042	-827 453	-605 763	48 009 326	-7,5%	-251 707	-108 952	-48 949
2043	-1 167 443	-949 355	47 059 971	-12,5%	-375 692	-155 227	-66 707
2044	-2 289 626	-2 272 916	44 787 055	-36,4%	-856 638	-337 854	-138 876
2045	-2 556 114	-2 306 292	42 480 763	-41,3%	-827 826	-311 650	-122 535
Итого 2025-2045	-6 013 183	42 480 763	42 480 763	16,3%	36 218 175	30 563 592	25 995 836

Приложение 25 – Расчет сметной стоимости ликвидационных отчислений 1 варианта по годам

Год	Годовая добыча нефти, тыс.тонн	Удельный норматив отчислений, тенге/тонна	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге
1	2	3	4
2025	107,77	757,30	81 612,42
2026	103,90	757,30	78 681,17
2027	96,34	757,30	72 961,54
2028	89,27	757,30	67 606,03
2029	82,82	757,30	62 722,06
2030	76,94	757,30	58 264,97
2031	71,56	757,30	54 194,41
2032	66,24	757,30	50 163,53
2033	61,42	757,30	46 514,79
2034	56,32	757,30	42 649,43
2035	51,63	757,30	39 097,47
2036	45,41	757,30	34 388,96
2037	41,00	757,30	31 052,31
2038	36,91	757,30	27 951,84
Итого 2025-2038	987,54		747 860,93

22008591



ЛИЦЕНЗИЯ

05.05.2022 года

22008591

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Проектный институт "OPTIMUM"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, Микрорайон 3, здание № 23
БИН: 000740000123

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Лицензия на работы и услуги в сфере углеводородов

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

Арымбек Құдайбергел Берікұлы

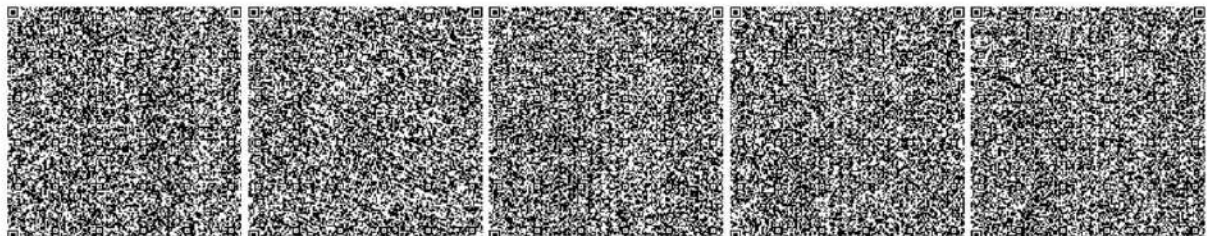
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 02.12.2009

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г.Нур-Султан



22008591



Страница 1 из 2

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 22008591

Дата выдачи лицензии 05.05.2022 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Составление технических проектных документов для месторождений углеводородов
- Составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и анализа разработки месторождений углеводородов

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "Проектный институт "ОПТИМУМ"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, Микрорайон 3, здание № 23, БИН: 000740000123

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

130000, Мангистауская область, г. Актау, 3 микрорайон, дом № 23

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

Арымбек Құдайберген Берікұлы

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

001

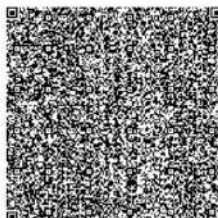
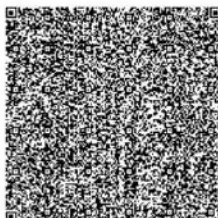
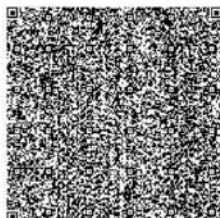
Срок действия

Дата выдачи приложения

05.05.2022

Место выдачи

г.Нур-Султан



(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

