

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



УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

АО «Матен Петролеум»

«Матен Петролеум»

**АКЦИОНЕРНОЕ
ОБЩЕСТВО**

Liu Jincheng

2025 г.

**ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
КОКАРНА ВОСТОЧНАЯ
по состоянию на 01.01.2025 г.
Договор №72-МП/2025**

**Генеральный директор
ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»**



Б.К.Құрманов

г. Актау, 2025

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Заместитель генерального директора по науке <u>Карайдарова</u> А.Н. Карайдарова	(общее руководство)
Руководитель службы разработки <u>Бекбаева</u> Р.А. Бекбаева	(общее руководство за разделами 1, 3, 4, 8, 9)
Специалист службы разработки, ответственный исполнитель <u>Суйнешева</u> Г.Т. Суйнешева	(введение, разд. 3, 4.1, 4.2, 4.5, 5; графические приложения)
Руководитель службы петрофизики <u>Драган</u> Н.А. Драган	(п. разд. 2.2, 2.4, 4.5)
Руководитель службы техники и технологии добычи нефти и газа <u>Пагуба</u> Н.С. Пагуба	(разд. 6, 9, 12)
Руководитель службы охраны окружающей среды <u>Жубатова</u> К. А. Жубатова	(разд. 10)
Ведущий специалист службы охраны окружающей среды <u>Бисенгалиева</u> А.С. Бисенгалиева	(разд. 10)
Главный специалист службы проектирования строительства скважин <u>Кулиев</u> Ю.М. Кулиев	(разд. 7)
Ведущий специалист службы подсчета запасов <u>Бекбаева</u> А.А. Бекбаева	(разд. 2, 11, п.раздел 9.1 графические приложения)
Специалист службы разработки (экономист по ТЭО) <u>Султанова</u> Г. Ч. Султанова	(разд. 5, 13, п.разд.3.5, 4.2)
Старший специалист службы подсчета запасов <u>Дарментаева</u> А.Ш. Дарментаева	(п.разд. 2.3, 9.2)
Руководитель службы оформления проектов <u>Баталова</u> Н. Баталова	оформление отчета

Согласовано
Заместитель генерального директора

Аманжол



Утверждено
Генеральный директор

АО «Матен Петролеум»

«Матен Петролеум»

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

г. Атырау

Республика Казахстан

Людмила

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на составление проекта: «Дополнение к проекту разработки месторождения Кокарна Восточная» и «Отчет о возможных воздействиях (ОВВ)»

Наименование объекта: месторождение Кокарна Восточная

Местоположение: РК, Атырауская область Жылыойский район

Недропользователь: АО «Матен Петролеум»

Техническое задание выдано на составление: «Дополнение к проекту разработки месторождения Кокарна Восточная» и «Отчет о возможных воздействиях (ОВВ)»

1. Основание для выдачи задания:

- Протокол ЦКРР РК № 60/6 от 27.02.2025 г.
- Проект выполняется согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239), Методических рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений и «Единых правил охраны недр при разработке месторождений полезных ископаемых в РК».

2. В отчете необходимо:

- Проанализировать текущее состояние разработки (характеристика фонда скважин, характеристика отборов нефти, газа и воды, характеристика обводненности)
- Дать рекомендации по повышению производительности малодебитных скважин.
- Составить не менее 3-х вариантов разработки месторождения. 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 01.01.2025 г.

3. Графическая часть отчета для всех выделенных объектов разработки 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.
- **Основные требования к Отчету о возможных воздействиях:**
 Подрядчик обязан выполнить экологическую часть проекта в полном объеме и в соответствии с требованиями Экологического кодекса РК от 2 января 2021 года, с получением заключения к отчету о возможных воздействиях (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 слушании)
- 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 отчета о возможных воздействиях (если это будет определено уполномоченным органом по итогам скрининга) Подрядчик должен руководствоваться требованиями ст.65, 67, 68, 69 Экологического Кодекса Республики Казахстан
- Отчет о возможных воздействиях 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 – 17.03.2025 г.

- Окончательный вариант проекта для отправки в контролирующие органы предоставить недропользователю – до 01.07.2025г.
- Получить протокол общественных слушаний (скрининг) экологической экспертизы до 01.09.2025г.
- С учетом времени получения экологической экспертизы и заключения экспертов ЦКРР РК отчет защитить в ЦКРР РК до 15.11.2025 г.
- Проектные варианты разработки необходимо согласовывать со специалистами АО «Матен Петролеум»
- Отчет сдать в геологический отдел АО «Матен Петролеум» в 3-х экземплярах в аналоговом и в 2-х экземплярах в цифровом вариантах.

Заместитель начальника отдела
геологии и разработки месторождений

Жусупов А.Б.

РЕФЕРАТ

Книга – текст отчета содержит 223 страниц, включая 69 таблиц, 25 рисунков и 19 табличных приложений.

Папка – графические приложения содержит 27 графических приложений, все не секретно.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАЛЕЖЬ, ГОРИЗОНТ, НЕФТЬ, ВОДА, ГАЗ, ЗАПАСЫ НЕФТИ, ДОБЫВАЮЩАЯ И НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ СКВАЖИНЫ, ДОБЫЧА, ФАКТИЧЕСКИЕ И ПРОЕКТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ, РЕЖИМ РАБОТЫ ЗАЛЕЖЕЙ, ЗАКАЧКА ВОДЫ, ЗАБОЙНОЕ И ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЯ.

Объект исследования – система разработки залежей месторождения Кокарна Восточная.

Цель работы – совершенствование и обоснование рациональной системы разработки месторождения Кокарна Восточная.

Основной целью данной работы является выбор и обоснование рациональной системы промышленной разработки месторождения Кокарна Восточная с учетом новых геолого-промысловых данных, полученных за период реализации действующего в настоящее время Проекта разработки, пересчитанных геологических и извлекаемых запасов нефти месторождения, а также анализа текущего состояния разработки.

В данном отчете приведены имеющиеся на 01.01.2025 г. сведения о геологическом строении продуктивных горизонтов. Проанализированы результаты геолого-геофизических и промысловых исследований всех пробуренных скважин. Даны сведения о коллекторских свойствах пород, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и растворенного газа. Проведен анализ технологии разработки месторождения, анализ состояния выработки запасов нефти из пластов, оценка эффективности применяемой системы контроля за процессом разработки, энергетического состояния залежей и технического состояния фонда добывающих и нагнетательных скважин.

На основе проведенного анализа в отчете даны соответствующие рекомендации, направленные на рациональную выработку запасов, повышения эффективности применяемой системы контроля за разработкой эксплуатационных объектов. 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 – промысел месторождения Кокарна Восточная.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	18
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	20
2.1 Характеристика геологического строения	20
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородность	33
2.2.1 Характеристика средних значений толщин	33
2.2.2 Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	37
2.3 Состав и свойства нефти и воды	42
2.3.1 Свойства нефти в пластовых условиях.....	42
2.3.2 Свойства нефти в поверхностных условиях.....	47
2.3.3 Состав и свойства растворенного в нефти газа.....	49
2.3.4 Состав пластовых вод	54
2.4 Физико-гидродинамические характеристики продуктивных горизонтов.....	56
2.5 Запасы нефти и растворенного газа	58
3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ.....	68
3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	68
3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения.....	76
3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки	76
3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов.....	87
3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки.....	93
3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов.....	94
3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки.....	94
3.3.2 Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки.....	96
3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки.....	96
3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки.....	96
3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	101
3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт.....	106
3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки.....	106
3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	108
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	112
4.1 Технологические показатели вариантов разработки.....	112
4.2 Экономические показатели разработки.....	123
4.2.1 Капитальные затраты	125
4.2.2 Эксплуатационные затраты.....	126
4.2.3 Экономические показатели эффективности реализации проекта	131
4.2.4 Бюджетная эффективность проекта.....	133
4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	137
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	138
5.1 Техничко-экономический анализ вариантов разработки.....	138
6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	141
6.1 Обоснование выбора рационального способа эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования	141
6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов.....	144
6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин.....	148

6.3.1 Действующая система внутрипромыслового сбора и промыслового транспорта добываемой продукции.....	149
6.3.2 Существующая система подготовки и сдачи продукции скважин.....	150
6.3.3 Рекомендации по системе внутрипромыслового сбора, промыслового транспорта и подготовки добываемой продукции.....	151
6.3.4 Нормативы технологических потерь нефти при добыче.....	153
6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа.....	153
6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента.....	154
6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения.....	157
7 ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН.....	160
7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.....	160
7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.....	161
8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ.....	166
9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	172
9.1 Геофизические исследования по контролю за разработкой.....	172
9.2 Контроль физико-химических свойств нефти, газа и воды.....	174
9.3 Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования.....	177
9.4 Комплекс гидродинамических исследований.....	177
10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	180
10.1 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу.....	180
10.2 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов.....	180
10.3 Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира.....	182
10.4 Мероприятия по сохранению недр.....	183
11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	185
12 ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ.....	188
13 РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ.....	193
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	200
ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ.....	201

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1 – Месторождение Кокарна Восточная. Характеристика залежей	33
Таблица 2.2.1.1– Характеристика толщин пластов залежей	34
Таблица 2.2.1.2 - Статистические показатели характеристик неоднородности пластов залежей	37
Таблица 2.2.2.1 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности по объектам разработки	40
Таблица 2.2.2.2 - Статистические ряды распределений проницаемости продуктивных горизонтов	41
Таблица 2.3.1.1 – Свойства пластовой нефти.....	44
Таблица 2.3.2.1 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти.....	51
Таблица 2.3.3.1– Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти	53
Таблица 2.3.4.1 – Состав пластовых вод	55
Таблица 2.5.1 – Подсчет запасов нефти и растворенного газа	60
Таблица 2.5.2 – Подсчет запасов парафина в нефти	65
Таблица 2.5.3 – Подсчет запасов серы в нефти	66
Таблица 3.1.1 – Результаты определения начальных ФЭС и коэффициента продуктивности по месторождению Кокарна Восточная.....	70
Таблица 3.1.2 – Результаты гидродинамических исследований скважин месторождения Кокарна Восточная за период 2023-2024 гг.....	73
Таблица 3.1.3 - Результаты определения текущих ФЭС и коэффициента продуктивности по месторождению Кокарна Восточная.....	74
Таблица 3.1.4 – Средние значения забойного давления по объектам разработки	75
Таблица 3.2.1.1 – Характеристика фонда скважин месторождения Кокарна Восточная по состоянию на 01.01.2025 г.	77
Таблица 3.2.1.2 – Месторождение Кокарна Восточная. Распределение дебита нефти в добывающих скважинах на 01.01.2025 г.	78
Таблица 3.2.1.3 – Месторождение Кокарна Восточная. Распределение дебита жидкости в добывающих скважинах на 01.01.2025 г.	78
Таблица 3.2.1.4 – Месторождение Кокарна Восточная. Распределение действующего фонда нагнетательных скважин по различным диапазонам приемистости по состоянию на 01.01.2025 г.	79
Таблица 3.2.1.5 – Месторождение Кокарна Восточная. Распределение обводненности в добывающих скважинах на 01.01.2025 г.	79
Таблица 3.2.1.6 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению ..	80
Таблица 3.2.1.7- Сравнение проектных и фактических показателей I объекта разработки месторождения Кокарна Восточная.....	83
Таблица 3.2.1.8- Сравнение проектных и фактических показателей II объекта разработки месторождения Кокарна Восточная.....	84
Таблица 3.2.1.9- Сравнение проектных и фактических показателей III объекта разработки месторождения Кокарна Восточная.....	86
Таблица 3.2.2.1 – Состояние и выработка запасов нефти по объектам разработки и по месторождению по состоянию на 01.01.2025 г.....	89
Таблица 3.4.1.1 – Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов.....	100
Таблица 3.4.2.1-Планируемый ГТМ для 1 рекомендуемого варианта	102
Таблица 3.4.2.2 – Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки	103
Таблица 3.4.2.3 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей	106
Таблица 3.5.1 – Техничко-экономические нормативы капитальных вложений.....	109
Таблица 3.5.2 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат.....	109
Таблица 3.5.3 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции.....	110
Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1. Месторождение Кокарна Восточная.....	113
Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению. Вариант 1. Месторождение Кокарна Восточная.....	114
Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по I объекту. Вариант 1.....	115
Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 1.	116
Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Вариант 1.....	117
Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 1.	118

Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по III объекту. Вариант 1.....	119
Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 1.....	120
Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин по IV объекту. Вариант 1.....	121
Таблица 4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. Вариант 1.....	122
Таблица 4.2.1 – Расчет дохода от реализации продукции в рекомендуемом 1 варианте, тыс.тенге.....	124
Таблица 4.2.2.1. - Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по рекомендуемому 1 варианту.....	128
Таблица 4.2.2.2 - Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции по рекомендуемому 1 варианту, тыс.тенге.....	129
Таблица 4.2.2.3 – Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в рекомендуемом 1 варианте, тыс.тенге.....	130
Таблица 4.2.3.1 - Расчет чистой прибыли предприятия по рекомендуемому 1 варианту, тыс.тенге....	132
Таблица 4.2.3.2 - Расчет потоков денежной наличности в рекомендуемом 1 варианте, тыс.тенге.....	133
Таблица 4.2.4.1 - Расчет налогооблагаемого дохода в рекомендуемом 1 варианте, тыс.тенге.....	135
Таблица 4.2.4.2- Расчет дохода от реализации продукции и бюджетной эффективности 1 рекомендуемого варианта разработки, тыс. тенге.....	136
Таблица 4.3.1– Сопоставление утвержденных и расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН).....	137
Таблица 5.1.1. - Техничко-экономические показатели основных вариантов разработки месторождения Кокарна Восточная.....	140
Таблица 6.1.1 – Характеристика работы насосных установок УЭЦН, применяемых на месторождении.....	142
Таблица 6.1.2 – Характеристика работы насосных установок ВШНУ, применяемых на месторождении.....	143
Таблица 6.1.3 – Показатели эксплуатации скважин.....	144
Таблица 6.2.1 – Результаты проведенных работ с целью изоляции водопроявлений методом ЦПД.....	146
Таблица 6.5.1– Физико-химический состав пластовых и закачиваемых вод месторождения Кокарна Восточная.....	155
Таблица 6.5.2 - Допустимые значения технологического режима эксплуатации.....	156
Таблица 6.5.3 – Результаты исследований по контролю качества закачиваемой воды.....	157
Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти объема буровых работ в целом по месторождению. Вариант 1.....	167
Таблица 8.2 – Обоснование проекта плана добычи нефти объема буровых работ по I объекту. Вариант 1.....	168
Таблица 8.3 – Обоснование проекта плана добычи нефти объема буровых работ по II объекту. Вариант 1.....	169
Таблица 8.4 – Обоснование проекта плана добычи нефти объема буровых работ по III объекту. Вариант 1.....	170
Таблица 8.5 – Обоснование проекта плана добычи нефти объема буровых работ по IV объекту. Вариант 1.....	171
Таблица - 9.1.1 Перечень ГИСк за 2023-2024гг.....	172
Таблица 9.2.2 – Комплекс исследований по контролю за разработкой.....	176
Таблица 11.1 – Геологические и извлекаемые запасы нефти в пределах контрактной территории, подсчитанные по состоянию на 01.07.2022 г.....	185
Таблица 12.1 - Результаты проведенных работ по интенсификации добычи нефти.....	192

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Обзорная карта	19
Рисунок 2.1.1 - Структурная карта по отражающему горизонту VI (кровля соленосных отложений кунгурского возраста).....	22
Рисунок 2.1.2 - Структурная карта по отражающему горизонту V (подошва юрских отложений).....	23
Рисунок 2.1.3 - Структурная карта по отражающему горизонту III (подошва меловых отложений).....	24
Рисунок 2.4.1 - Сопоставление проницаемости с пористостью по месторождению Кокарна Восточная	56
Рисунок 2.4.2 - Кривые ОФП.....	57
Рисунок 2.4.3 – Связь остаточной водонасыщенности от пористости и проницаемости	57
Рисунок 3.1.1 - Динамика пластового и забойного давления, отбора жидкости и закачки воды по I объекту.....	71
Рисунок 3.1.2 - Динамика пластового и забойного давления, отбора жидкости и закачки воды по II объекту.....	71
Рисунок 3.1.3 - Динамика пластового и забойного давления, отбора жидкости и закачки воды по III объекту.....	72
Рисунок 3.2.1.1 – График динамики основных технологических показателей в целом по месторождению Кокарна Восточная	81
Рисунок 3.2.1.2 – График динамики основных технологических показателей I объекта месторождения Кокарна Восточная	82
Рисунок 3.2.1.3 – График динамики основных технологических показателей II объекта месторождения Кокарна Восточная	85
Рисунок 3.2.1.4 – График динамики основных технологических показателей III объекта месторождения Кокарна Восточная	86
Рисунок 3.2.2.1 – Распределение НГЗН и НИЗН по объектам.....	88
Рисунок 3.2.2.2 - I объект. Характеристики вытеснения по методам: а) Камбаров; б) Копытов; в) Назаров; г) Пирвердян; д) Лысенко.....	90
Рисунок 3.2.2.3 - II объект. Характеристики вытеснения по методам: а) Камбаров; б) Копытов; в) Назаров; г) Пирвердян; д) Лысенко.....	91
Рисунок 3.2.2.4 - III объект. Характеристики вытеснения по методам: а) Камбаров; б) Копытов; в) Назаров; г) Пирвердян; д) Лысенко.....	92
Рисунок 3.4.4.1 – Распределение балансовых запасов нефти по горизонтам	98
Рисунок 5.1.1 - Чистые дисконтированные поступления при ставках дисконта 10; 15; 20 %, по вариантам за рентабельный период	139
Рисунок 5.1.2 - Сравнение экономических показателей по вариантам за рентабельный период.....	139
Рисунок 6.3.1.1 – Принципиальная схема действующей системы сбора месторождения Кокарна Восточная.....	150
Рисунок 6.3.2.1 – Принципиальная технологическая схема пункта предварительной подготовки и дожимной насосной станций (ДНС) Кокарна Восточная	152
Рисунок 6.6.1 - Принципиальная схема системы ППД месторождения Кокарна Восточная	159
Рисунок 12.1 - Карта расположения добывающих и нагнетательных скважин месторождения Кокарна Восточная (II-Т)	189

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 2.	202
Приложение 2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Вариант 2.....	203
Приложение 3 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект I.....	204
Приложение 4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект I.....	205
Приложение 5 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект II.	206
Приложение 6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект II.....	207
Приложение 7 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект III.....	208
Приложение 8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект III.....	209
Приложение 9 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект IV.	210
Приложение 10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект IV.....	211
Приложение 11 – Расчет дохода от реализации продукции во 2 варианте.....	212
Приложение 12– Капитальные вложения во 2 варианте, тыс.тенге.....	213
Приложение 13 – Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции во 2 варианте, тыс.тенге.....	214
Приложение 14– Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода во 2 варианте, тыс.тенге	215
Приложение 15 – Расчет чистой прибыли во 2 варианте, тыс.тенге.....	216
Приложение 16– Расчет потоков денежной наличности во 2 варианте, тыс.тенге.....	217
Приложение 17 – Расчет налогооблагаемого дохода во 2 варианте, тыс.тенге.....	218
Приложение 18 – Расчет дохода от реализации продукции и бюджетной эффективности 2 варианта разработки, тыс. тенге.....	219
Приложение 19- Прогнозные отчисления в ликвидационный фонд по 2 варианту.....	220

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложения	Номер приложения	Номер листа приложения	Масштаб	Степень секретности приложения
1	2	3	4	5	6
1	Месторождение Кокарна Восточная. Структурная карта по отражающему горизонту II-J ₂ (кровля среднеюрского продуктивного горизонтов).	1	1	1: 10 000	несекретно
2	Месторождение Кокарна Восточная. Структурная карта по отражающему горизонту V (подошва юрских отложений).	1	1	1: 10 000	несекретно
3	Месторождение Кокарна Восточная. Структурная карта по отражающему горизонту II-T.	3	1	1: 10 000	несекретно
4	Месторождение Кокарна Восточная. Структурная карта по отражающему горизонту РТ.	4	1	1: 10 000	несекретно
5	Месторождение Кокарна Восточная. Геолого-литологический профиль по линии I-Г.	5	1	гор. 1:10 000 верт. 1:500	несекретно
6	Месторождение Кокарна Восточная. Геолого-литологический профиль по линии II-ПГ.	6	1	гор. 1:10 000 верт. 1:1 000	несекретно
7	Месторождение Кокарна Восточная. Геолого-литологический профиль по линии III-ПГ.	7	1	гор. 1:10 000 верт. 1:1 000	несекретно
8	Месторождение Кокарна Восточная. Горизонт I-J ₂ . а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	8	1	1:10 000	несекретно
9	Месторождение Кокарна Восточная. Горизонт II-J ₂ . а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	9	1	1:10 000	несекретно
10	Месторождение Кокарна Восточная. Горизонт IIIA-J ₂ . а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	10	1	1:10 000	несекретно
11	Месторождение Кокарна Восточная. Горизонт IIIB-J ₂ . а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	11	1	1:10 000	несекретно
12	Месторождение Кокарна Восточная. Горизонт I-T. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	12	1	1:10 000	несекретно
13	Месторождение Кокарна Восточная. Горизонт II-T. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	13	1	1:10 000	несекретно

1	2	3	4	5	6
14	Месторождение Кокарна Восточная. Горизонт III-Т. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	14	1	1:10 000	несекретно
15	Месторождение Кокарна Восточная. Горизонт IV-Т. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	15	1	1:10 000	несекретно
16	Месторождение Кокарна Восточная. Горизонт V-Т. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	16	1	1:10 000	несекретно
17	Кокарна Восточная. I объект (горизонт II-J2). а) Карта текущих отборов жидкости; б) Карта накопленных отборов жидкости.	17	1	1:10 000	несекретно
18	Кокарна Восточная. II объект (горизонт II-Т). а) Карта текущих отборов жидкости; б) Карта накопленных отборов жидкости.	18	1	1:10 000	несекретно
19	Кокарна Восточная. III возвратный объект (горизонт IIБ-J2). а) Карта текущих отборов жидкости; б) Карта накопленных отборов жидкости.	19	1	1:10 000	несекретно
20	Кокарна Восточная. IV объект (горизонт III-Т). Карта накопленных отборов жидкости.	20	1	1:10 000	несекретно
21	Кокарна Восточная. Объект I (горизонт II-J2). Карта проектных и пробуренных скважин. Варианты 1,2.	21	1	1:10 000	несекретно
22	Кокарна Восточная. Объект II (горизонт II-Т). Карта проектных и пробуренных скважин. Варианты 1,2.	22	1	1:10 000	несекретно
23	Кокарна Восточная. III возвратный объект (горизонт IIБ-J2). Карта проектных и пробуренных скважин. Варианты 1,2.	23	1	1:10 000	несекретно
24	Кокарна Восточная. IV возвратный объект (горизонт III-Т). Карта проектных и пробуренных скважин. Варианты 1,2.	24	1	1:10 000	несекретно
25	Кокарна Восточная. Объект I (горизонт II-J2). Карта изобар по состоянию на 01.01.2025 г.	25	1	1:10 000	несекретно
26	Кокарна Восточная. Горизонт II-Т. Карта изобар по состоянию на 01.01.2025 г.	26	1	1:10 000	несекретно
27	Месторождение Кокарна Восточная. Карта фонда пробуренных скважин	27	1	1:10 000	несекретно

Всего 27 графических приложений на 27 листах.

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Кокарна Восточная разрабатывает АО «Матен Петролеум» согласно контракту №223 от 28.08.1998г. на разведку и добычу УВС (срок действия контракта до 2028 года).

Впервые структура Кокарна Восточная установлена в результате сейсмических исследований МОГТ, проведенных трестом «Саратовнефтегеофизика» в 1974-1976 гг.

В августе 1978 г. институтом «ВолгоградНИПИнефть» на основе паспорта на структуру, был утвержден проект поисково-разведочных работ на площади Кокарна Восточная, в котором было предусмотрено бурение 10-ти скважин. Поисково-разведочное бурение на площади начато в 1978 г.

Продуктивность поднятия установлена в 1979 году скважиной 2.

В 1982 году по результатам бурения 12 скважин был выполнен первый оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа по выявленным залежам II среднеюрского, II и III триасовых горизонтов и утверждены на ЦКЗ МНП СССР.

С 1982 по 2001 годы месторождение находилось во временной консервации. В 2000 году были проведены первые мероприятия по расконсервации месторождения.

В 2001 году месторождение вступило в пробную эксплуатацию с неутвержденным проектом пробной эксплуатации, составленным институтом «КазНИПИнефть» в 1982 г.

В 2004 году был составлен новый «Проект пробной эксплуатации месторождения Восточная Кокарна» на утвержденных ЦКЗ МНП СССР (11.03.1982 г.) запасах нефти по II среднеюрскому, II и III триасовым горизонтам. С момента ввода месторождения в пробную эксплуатацию было пробурено 6 скважин.

В 2004 году компанией ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» был выполнен Подсчет запасов нефти и растворенного газа по состоянию на 01.08.2004 г. с использованием данных бурения 17-ти скважин.

В промышленную эксплуатацию месторождение вступило в 2006 году, по проекту «Технологическая схема разработки...» [5], составленному ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» и утвержденный ЦКР РК в 2006 году (протокол № 39 от 20.10.2006 г.) с основными проектными технологическими показателями 2 варианта разработки. В период реализации Технологической схемы разработки, были выполнены две работы по авторскому надзору за реализацией проектных решений по состоянию на 01.01.2008 и на 01.01.2010 гг. В последнем авторском надзоре корректировались прогнозные показатели в связи с отставанием ввода скважин из бурения. По результатам бурения новых скважин, представление о геологическом строении месторождения претерпело существенные изменения, в связи с этим,

для уточнения геологического строения и вопроса бурения проектных скважин, было принято решение о необходимости проведения сейсморазведочных работ 3Д.

В 2009 году АО «Азимут Энерджи Сервисез» провел полевые сейсморазведочные работы МОГТ-3Д, ОАО «Саратовнефтегеофизика» провело обработку и интерпретацию материалов МОГТ-3Д, ВСП и данных ГИС (Протокол НТС МТД «Запказнедра» №25/2010 от 04.02.2010 г.).

В 2011 году ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» по результатам переинтерпретации данных сейсмики 3Д и бурения 29 скважин выполнил «Пересчет запасов нефти и растворенного газа» (Протокол ГКЗ РК № 1118-11-У от 10.11.2011 г.).

В связи с пересчетом запасов в 2011 году ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» составил проект «Дополнение к технологической схеме разработки» (протокол №297 от 21.12.2011 г.) по результатам бурения 31 скважины.

В 2013 году по состоянию на 01.07.2013 г. был выполнен «Авторский надзор за реализацией дополнения к технологической схеме разработки» (письмо МИИНТ РК №17-04-2224-И от 04.12.2013 г.).

В 2014 году по результатам бурения 47 скважин по состоянию на 01.11.2014 г. был составлен «Пересчет запасов нефти и растворенного газа среднеюрских залежей месторождения Кокарна Восточная Атырауской области РК».

В отчете в связи с переинтерпретацией сейсмики 3Д в 2013 году, уточнено строение ранее установленных среднеюрских продуктивных резервуаров, обоснованы водонефтяные контакты с использованием обработки ГИС, опробования и эксплуатации скважин, оконтурена новая залежь ША-J2. В результате проведенных работ геологические запасы нефти и растворенного газа в целом по месторождению по категориям В+С1 составили 6331 тыс.т и 148,1 млн.м3, по категории С2 – 1173 тыс.т и 24,9 млн.м3 (протокол ГКЗ РК №1577-15-У от 14.07.2015 г.).

Вышеперечисленные сведения обусловили необходимость пересмотра проектных решений, предусмотренных в предыдущем проектом документе [7], и соответственно выполнения «Дополнение №2 к Технологической схеме разработки месторождения Кокарна Восточная» по состоянию на 01.06.2015 г. по результатам бурения 50 скважин. (Письмо Комитета геологии и недропользования МИИР РК №27-5/5547-кгн от 06.11.2015 г.). К реализации принят 3 вариант разработки, в котором было запроектировано бурение 3 наклонно-направленных скважин (65, 66, 67), рентабельный период до 2027 г., выделено 4 объекта эксплуатации два основных (I объект - горизонт II-J2, II объект - II-T), и 2 возвратных (III возвратный - горизонт IIБ-J2, IV возвратный - горизонт III-T).

В 2016 году выполнен «Авторский надзор за реализацией Дополнения №2 к Технологической схеме разработки месторождения Кокарна Восточная» по состоянию на 01.08.2016 г., в котором уточнены основные технологические показатели разработки на 2016-2017 гг. (письмо Комитета геологии и недропользования МИиР РК №27-5-2414-КГН от 07.12.2017 г.).

В 2017 году, в связи с отставанием графика бурения новых скважин, составлен отчет «Анализ разработки месторождения Кокарна Восточная» по состоянию на 01.07.2017 г., в котором пересчитаны технологические показатели на весь срок эксплуатации. Показатели утверждены на 3 года 2017-2019 гг., (письмо Комитета геологии и недропользования (№ 27-5-2064-И от 25.10.2017 г.).

В 2018 году был выполнен проект «Дополнение №3 к технологической схеме разработки месторождения Кокарна Восточная» (Комитет геологии и недропользования МИиР РК №27-5-1029-и от 02.07.2018 г.), в котором был утверждён 2 вариант разработки без бурения новых скважин.

В 2019 году в связи с отставанием фактической добычи нефти от проекта был составлен отчет «Авторский надзор за реализацией «Дополнения №3 к технологической схеме разработки месторождения Кокарна Восточная» по состоянию на 01.07.2019г. (исх. письмо №1022 от 10.09.2019 г.) и сдан в ЦКРР РК в уведомительном порядке.

В 2020 году выполнен «Проект разработки месторождения Кокарна Восточная» по состоянию на 01.01.2020 г., в котором утвержден 1 вариант разработки без бурения новых скважин на период 2020-2021 гг., (Протокол ЦКРР №5/9 от 09.10.2020 г.).

В 2021 году выполнен «Анализ разработки месторождения Кокарна Восточная» по состоянию на 01.07.2021 г. К реализации принят 1 вариант разработки без бурения новых скважин сроком до 31.07.2023 г. (Протокол ЦКРР №20/6 от 25.11.2021 г.).

В 2022 г. выполнен отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кокарна Восточная Атырауской области Республики Казахстан» по состоянию на 01.07.2022 г. (Протокол ГКЗ РК №2551-23-У от 11.05.2023 г.)

В 2023 году был выполнен «Проект разработки месторождения Кокарна Восточная по состоянию изученности на 01.01.2023 г.» по рекомендуемому второму варианту с утверждением технологических показателей с 19 октября 2023 года по 31 декабря 2025 года при условии: проведения ежегодного заслушивания на ЦКРР РК информационного отчета по развитию системы разработки и проведенным мероприятиям в рамках ОПИ (Протокол ЦКРР №44/5 от 19.10.2023 г.).

В 2025 году на ЦКРР РК был заслушан и принят к сведению информационный отчет по развитию системы разработки и проведенным мероприятиям в рамках ОПИ месторождения Кокарна Восточная (Протокол ЦКРР РК № 60/6 от 27 февраля 2025 года).

Настоящий отчет выполнен согласно протокольному решению ЦКРР РК от 27.02.2025 г. о внесении на государственную экспертизу следующий проектный документ на разработку, в связи с окончанием срока реализации утвержденного проекта 2023 г.

Авторы отчета выражают благодарность геологической службе АО «Матен Петролеум» за сотрудничество при выполнении настоящей работы.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Кокарна Восточная в географическом отношении расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины в Южно-Эмбинской нефтеносной области.

По административному делению оно входит в состав Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан. Районным центром является город Кульсары, находящийся в 105 км к северо-востоку. Областной центр – город Атырау располагается на расстоянии 215 км к западу (рисунок 1).

К северо-востоку от месторождения на расстоянии 110 км проходит железная дорога Макат-Бейнеу. Ближайшая железнодорожная станция Кульсары располагается в районном центре - г. Кульсары.

В орографическом отношении район площади 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 изменяется от плюс 25°C до плюс 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.

В экономическом плане район благоприятный, с развитой инфраструктурой.

По территории района проходят действующие нефтепроводы, газопроводы и водоводы:

- магистральный газопровод Средняя Азия – Центр,
- нефтепровод Тенгиз-Кульсары- Атырау- Новороссийск,
- нефтепровод Узень- Кульсары- Атырау- Самара,
- водопровод Астрахань- Мангышлак.



Рисунок 1.1 – Обзорная карта

На территории района расположено нефтегазодобывающее управление «Жылыой-мунайгаз», ТОО «Тенгизшевройл» со своими структурными подразделениями. Снабжение питьевой водой района осуществляется из водовода Астрахань - Мангышлак. Очистные сооружения по подготовке воды расположены в районном центре г. Кульсары.

Электроснабжение района осуществляется Атыраускими областными и районными электрическими сетями.

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Месторождение Кокарна Восточная открыто в 1979 году получением притока из триасовых отложений в поисковой скважине 2.

Промышленная нефтеносность месторождения приурочена к отложениям средней юры (залежи I-J₂, II-J₂, IIIA-J₂, IIIB-J₂) и триаса (залежи I-T, II-T, IIIT, IV-T, V-T).

Последним проектным документом является «Проект разработки месторождения Кокарна Восточная» по состоянию на 01.01.2023 г. (протокол ЦКРР РК №04-0/6472-вн от 07.11.2023г.)

На дату настоящего отчета на месторождении пробурена 51 скважина, из них 5 скважин (1, 3, 4, 5, 6) числятся в ликвидированном фонде, 1 скважина (11) находится в консервации, 12 скважин в наблюдательном фонде (7, 8, 9, 10, 34, 37, 39, 44, 46, 49, 54, 57), 6 скважин (2, 16, 33, 35, 53, 56) числится в нагнетательном фонде, остальные 27 скважин (12, 15, 20, 22, 23, 24, 31, 32, 36, 38, 40, 41, 42, 43, 45, 47, 48, 50, 51, 52, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 66) – в добывающем фонде.

После проекта разработки, который был составлен по состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении не было пробурено новых скважин. В связи с этим литолого-стратиграфическая характеристика разреза, геологическое и тектоническое строение месторождения остались без изменений.

Настоящий проект разрабатывается по всем геолого-геофизическим и промысловым данным всего фонда скважин, а также по результатам проведенных исследовательских работ.

2.1 Характеристика геологического строения

Скважинами, пробуренными на площади Кокарна Восточная, вскрыты отложения следующих стратиграфических возрастов: пермской (начиная с кунгурского яруса), триасовой, юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Наиболее древние отложения, вскрытые в разрезе месторождения, представлены осадками *кунгурского яруса нижнего отдела пермской системы*. Разрез кунгурских отложений представлен двумя резко различающимися литологическими пачками: нижней – глинисто-ангидритовой и верхней – каменной солью с прослоями ангидритов и доломитов. Максимальная вскрытая толщина отложений достигает 355 м (скважина 4).

Пермотриасовые отложения стратиграфически представлены породами верхней перми и триаса, описание которых в большинстве случаев дается совместно ввиду их сходства по литологическому составу, облику, а также отсутствием надежной корреляции, позволяющей проводить границу между ними. Литологически осадки пермотриаса сложены

чередованием глин, алевролитов, песков и песчаников. Максимальная вскрытая толщина достигает 749 м (скважина 2).

На отложениях пермотриаса с угловым несогласием залегает продуктивная толща лагунно-континентальных отложений *юрской системы*, представленная нижним, средним, верхним отделами.

Нижнеюрские отложения залегают на размытой поверхности пермотриасовых отложений (предположительно нижнего отдела триасовой системы) и представлены базальными серыми песками с редкими прослоями гравелитов, галечников, песчаников и бурых глин. Вскрытая толщина составляет от 70 м (скважина 22) до 171 м (скважина 6).

Среднеюрские отложения несогласно перекрывают толщу нижней юры. Литологически отложения представлены чередующимися прослоями песков, песчаников, глин. Толщина отложений достигает 505 м (скважина 11).

Верхнеюрские отложения несогласно перекрывают толщу средней юры. Литологически отложения представлены серыми, темно-серыми, участками зелено-серыми, черными слабоалевритистыми глинами, песчаниками и карбонатными породами. Наибольшая вскрытая толщина составляет 343 м (скважина 6).

Меловая система представлена нижним и верхним отделами.

Нижнемеловые породы с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на верхнеюрских отложениях и вскрыты всеми скважинами. Вскрытая толщина более 1000 м.

В разрезе *верхнего* мела выделены отложения сеноманского, турон-коньякского, сантонского, кампанского и маастрихтского ярусов, представленные глинисто-терригенными и карбонатными породами. Толщина отложений менее 500 м.

Палеогеновая система подразделяется на палеоцен, нижний эоцен, средний эоцен и верхний эоцен. Нижний и средний эоцен представлен пестроцветными мергелями и глинами. Верхний эоцен – зеленовато-бурыми сланцеватыми глинами. Толщина отложений до 157 м.

Четвертичные отложения в нижней части разреза представлены зеленовато-бурыми песчанистыми глинами, в верхней части – песками желто-серыми с обломками ракушки.

В тектоническом отношении по поверхности фундамента структура Кокарна Восточная находится в переходной зоне от Биикжальского поднятия к Южно-Эмбинскому прогибу, на его южной моноклинали к Приморскому прогибу. Глубина фундамента здесь изменяется от 11 до 12 км.

В 2013 году ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ» выполнена переобработка и интегрированная переинтерпретация сейсморазведочных данных 3Д с учетом бурения и данных ГИС. Полученные результаты в 2014 году сведены в «Отчет о результатах переобработки данных 3Д на месторождении Кокарна Восточная» (граф. прил. 1, 2, 3 и 4).

Основной задачей переобработки и переинтерпретации являлось уточнение структурного плана исследованной площади по основным отражающим горизонтам РТ (кровля пермотриасовых отложений), II-Т (кровля триасового продуктивного горизонта), V (подошва юрских отложений), II-J₂ (кровля среднеюрского продуктивного горизонта).

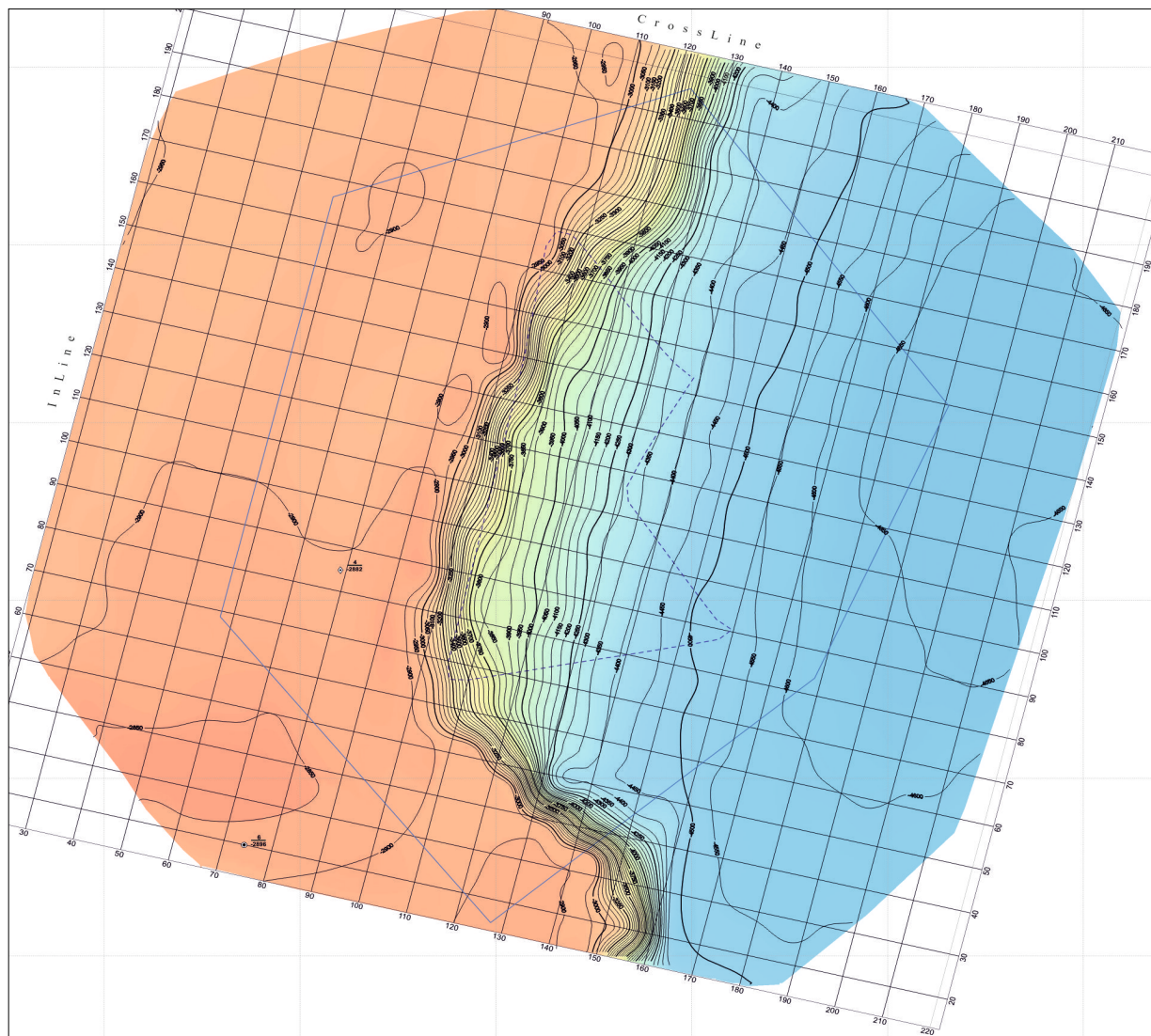


Рисунок 2.1.1 - Структурная карта по отражающему горизонту VI (кровля соленосных отложений кунгурского возраста)

Ниже приводится описание по основным отражающим горизонтам.

На структурной карте по отражающему горизонту РТ (кровля пермотриасовых отложений), структура Кокарна Восточная представляет собой полусвод экранированный линией контакта разновозрастных отложений. Размеры структуры по кровле горизонта РТ

(граф. прил. 4) в границах изогипсы –2805 м составляют $2,5 \times 0,8$ км, амплитуда – около 15 м.

На карте по отражающему горизонту II-T, соответствующей кровле продуктивного горизонта II-T структура представляет собой субмеридионально вытянутую, конформно склону соляного штока, антиклиналь. Размеры структуры по изогипсе –2590 м составляют $3,6 \times 1,1$ км, амплитуда 35 м. Южное крыло осложнено разрывными нарушениями юго-восточного направления F₁₀, F₁, F₄, F₅, F₇. Западная и восточная переклинали структуры осложнены нарушениями северного простирания F₈ и F₉ (граф.прил. 3).

На структурной карте по V отражающему горизонту, соответствующая подошве юрских отложений структура Кокарна Восточная представляет собой антиклиналь, которая по замкнутой изогипсе -2475 м, имеет размеры $2,2 \times 1,8$ км и амплитуду около 25 м. Все выявленные разломы имеют унаследованный характер, т.е. Западная и восточная переклинали структуры также осложнены нарушениями северного простирания F₈ и F₉ соответственно, южное крыло структуры осложнено нарушением F₁₀, F₁, F₄, F₅, F₇. (граф. прил. 2, рис. 2.1.2).

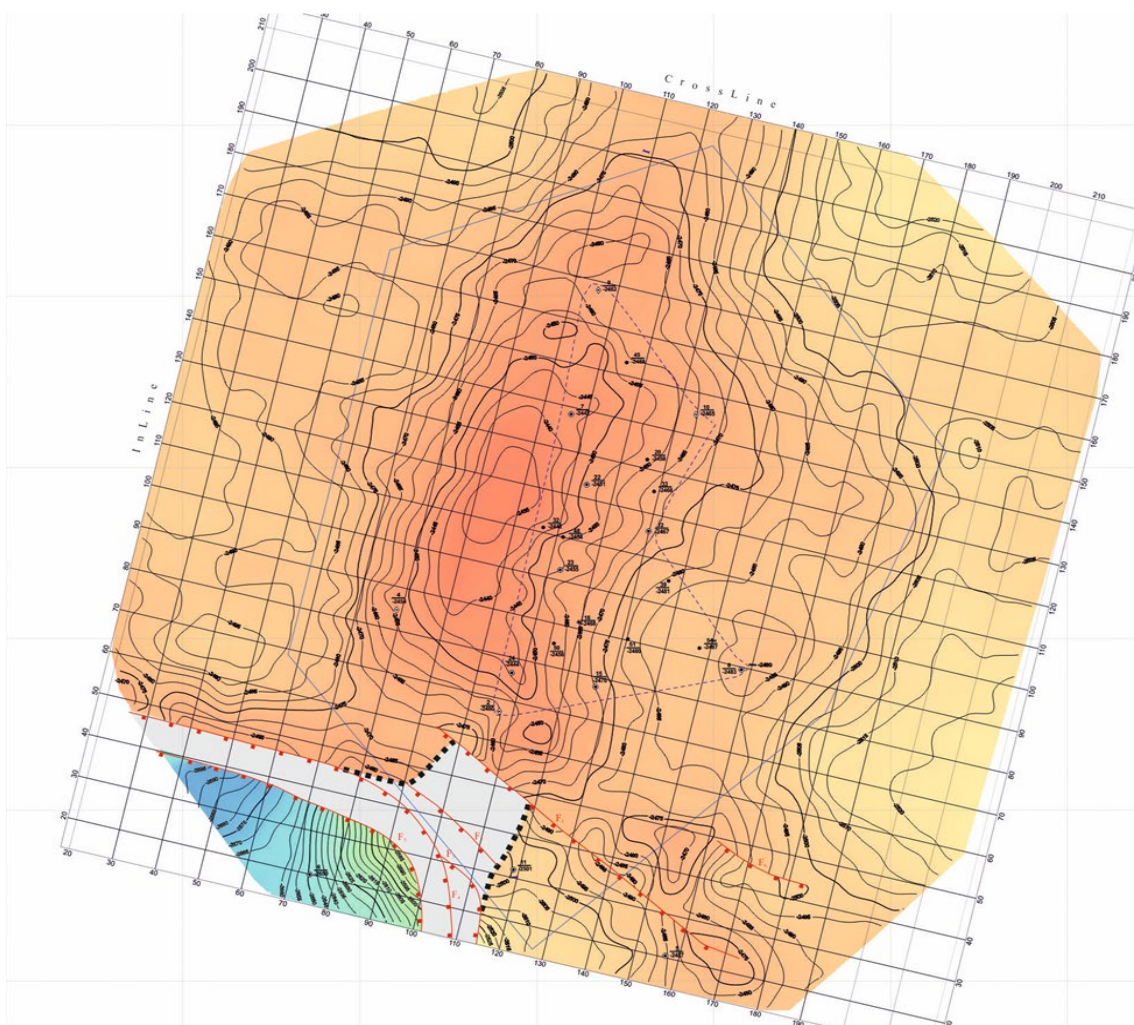


Рисунок 2.1.2 - Структурная карта по отражающему горизонту V (подошва юрских отложений)

Структурный план по кровлям вышезалегающих отложений вплоть до подошвы меловых отложений, в целом, повторяется.

На карте по отражающему горизонту II-J₂, соответствующей кровле среднеюрского продуктивного горизонта структура представляет собой антиклиналь в субмеридиональном направлении. Размеры структуры (граф. прил. 1) в границах изогипсы –2305 м составляют 2,7×1,3 км, амплитуда – около 15 м. Южное крыло осложнено разрывными нарушениями юго-восточного направления F₁₀, F₁, F₄, F₅. Западная и восточная переклинали структуры осложнены нарушениями северного простирания F₈ и F₉.

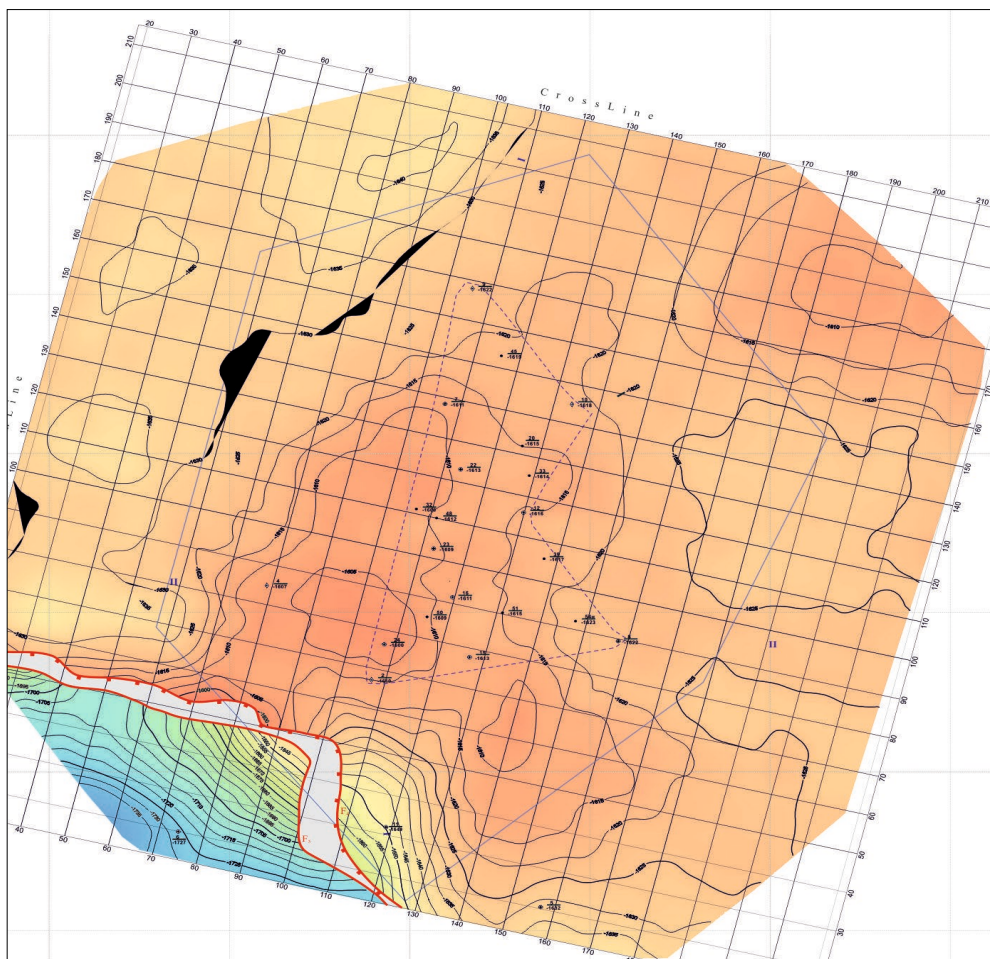


Рисунок 2.1.3 - Структурная карта по отражающему горизонту III (подошва меловых отложений)

Структурный план по подошве меловых отложений поднятие Кокарна Восточная выполаживается и представляет собой приподнятую зону изометричной формы, расширяющейся на юго-восток. Ее размеры по изогипсе –1620 м составляют 3,0×1,9 км² (рис. 2.1.3).

Промышленная нефтеносность месторождения приурочена к отложениям средней юры и триаса. В продуктивном разрезе выделено девять залежей нефти, из них четыре залежи – в среднеюрских отложениях I-J₂, II-J₂, IIIA-J₂, IIIB-J₂ и пять залежей – в триасовых

отложениях I-T, II-T, III-T, IV-T, V-T. Коллекторами являются гравелиты, песчаники и алевролиты.

В таблице 2.1.1 приведена характеристика залежей месторождения Кокарна Восточная (размеры, тип, характер насыщения и абсолютные отметки ВНК).

Горизонт I-J₂. Нефтенасыщенный коллектор небольшой толщины выделен всего в 8 скважинах 2, 8, 10, 22, 46, 24, 52 и 54 и как отмечалось выше, залежь связана с четырьмя полулинзами.

Залежь в районе скважин 2, 24, 52. Продуктивность полулинзы, вскрытой скважинами 2, 24, 52, подтверждена получением притока безводной нефти в скважине 2. В скважинах 24 и 52 в разрезе горизонта выделены коллекторы, которые имеют такую же характеристику по глинистости, пористости и насыщенности, как и в соседней скважине 2, а получение в ней притока нефти, позволяет определить характер насыщения выделенных пластов в скважинах 24, 52 как нефтенасыщенный. По данным ГИС подошва нефтенасыщенных коллекторов в скважине 2 находится на абсолютной отметке -2286,3 м, а в скважинах 24 и 52 коллекторы продуктивны до абсолютных отметок -2280,6 м и -2285,6 м соответственно.

Таким образом, УВНК в районе этих скважин принят на абсолютной отметке -2286,3 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 2.

Залежь в районе скважин 8 и 54 установлена по данным ГИС и опробования, контролируется разломом F₉. В скважине 8 при опробовании в 1981 году интервала 2263-2272 м (-2285,5-2294,5 м) получен слабый приток нефти с водой. При реперфорации интервала 2263-2269 м (-2285,5-2291,5 м) в 2002 году получен аналогичный результата, дебиты нефти и воды соответственно составили 0,38 м³/сут и 0,76 м³/сут. По данным ГИС в интервале перфорации выделены два нефтенасыщенных пласта с суммарной толщиной 1,9 м, подошва продуктивности находится на отметке -2293,7 м. Кровля водонасыщенного пласта установлена на отметке -2296,8 м.

Позднее в 2008 году была пробурена скважина 54, в которой выделены два пласта, подошва нижнего нефтенасыщенного установлена до абсолютной отметки -2287,0 м, и один водонасыщенный с абсолютной отметки -2294,8 м.

За границу резервуара взята подошва нефтенасыщенного пласта в скважине 8 на абсолютной отметке -2293,7 м.

Залежь в районе скважины 10. Продуктивность полулинзы, ограниченной результатами бурения скважины 10, доказана получением фонтанного притока нефти с водой. Получение дебита нефти и воды высокой интенсивности вызывает сомнение, так как по ГИС

в интервале перфорации выделен нефтенасыщенный пласт (2261,1-2262,1 м) с эффективной толщиной 1,0 м и три водонасыщенных (2264,0-2265,0, 2269,2-2270,5, 2271,8-2274,0 м) эффективными толщинами 0,5 м, 1,3 м и 2,2 м соответственно. Вероятнее всего работал пласт нижележащего горизонта с эффективной нефтенасыщенной толщиной более 12 м. По данным АКЦ отмечается низкое качество цементирования, а в интервале 2224 - 2317 м - полное отсутствие цемента. Подошва продуктивного пласта в скважине 10 установлена на абсолютной отметке -2283,4 м, которая и принята за границу резервуара.

Залежь в районе скважин 22, 20, 36. В скважинах 7, 9, 20, 22, 33, 35, 36, 41, 46, 57, 64 по данным ГИС выделены пласты коллекторы, из них нефтенасыщенные лишь в скважинах 22, 46, а в остальных скважинах водонасыщенные.

Подошва нефтенасыщенного пласта в скважине 22 находится на абсолютной отметке -2281,3 м. В скважине 46 подошва продуктивного пласта отбивается на абсолютной отметке -2274,5 м, а кровля водонасыщенного коллектора на абсолютной отметке -2292,0 м.

В соседних скважинах 64, 20, 33 и 36 кровли водонасыщенных пластов отбиваются с абсолютных отметок -2285,8 м, -2280,7 м, -2284,6 м и -2281,9 м. ВНК принят на абсолютной отметке -2281,3 м по подошве продуктивного пласта в скважине 22.

Залежь прерывистая, представлена отдельными полулинзами. Площадь нефтеносности полулинзы в районе скважин 2, 24, 52 - 296 тыс. м², в районе скважин 8, 54 - 557 тыс. м², в районе скважины 22 - 151 тыс. м² и в районе скважины 10 – 43 тыс. м². Учитывая степень изученности запасы нефти оценены по категории С₂ (граф. прил.8).

Горизонт II-J₂ также вскрыт всеми скважинами, с горизонтом связана одноименная нефтяная залежь II-J₂.

Центральный район. В скважинах, пробуренных на западе структуры 2, 44, по данным ГИС подошвы нефтенасыщенных коллекторов находится соответственно на абсолютных отметках -2313,2 м и -2313,0 м. В скважинах 4 и 49 кровли водоносных пластов установлены на соответствующих абсолютных отметках -2314,6 м и -2313,3 м. В скважине 46 наблюдается наиболее низкое положение нефтенасыщенного коллектора на отметке -2322,7 м, а кровля воды – на отметке -2323,9 м.

На севере структуры в скважине 9 по данным ГИС подошва нефтенасыщенного пласта установлена на абсолютной отметке -2310,7 м, а кровля водонасыщенного на абсолютной отметке -2312,3 м.

В скважинах, расположенных на северо-востоке структуры, уровни ВНК колеблются на абсолютных отметках от -2313,1 м до -2319,9 м. Так, в скважинах 56, 57 и 41 продуктивные коллекторы установлены до соответствующих абсолютных отметок -2315,6 м, -2313,1 м, -2314,1 м, а водонасыщенные коллекторы установлены с соответствующих абсолютных отметок -2317,5 м, -2317,2 м, -2314,7 м. Соседняя скважина 10 вскрыла прямой ВНК на абсолютной отметке -2319,9 м.

На востоке структуры в скважине 37 подошва продуктивного коллектора отбивается на отметке -2317,0 м. А в скважинах 51, 39 подошвы продуктивных пластов отбиваются на соответствующих абсолютных отметках -2313,4 м, -2315,0 м, а кровли водонасыщенных пластов на абсолютных отметках – -2313,9 м, -2318,6 м. В скважинах 33, 43 контакт установлен на абсолютной отметке -2317,2 м, -2317,0 м.

На юге структуре скважина 15 по ГИС нефтенасыщена до абсолютной отметки -2316,4 м, а водонасыщена – с абсолютной отметки -2317,0 м.

Таким образом, ВНК по центральной залежи на западе -2312,3-2322,7 м, на севере -2312,3 м, на северо-востоке -2313,1-2319,9 м, на востоке -2313,9-2317,2 м, на юге – -2317,0 м.

Район скважин 8, 54. В скважине 8 подошва нефтенасыщенного пласта находится на абсолютной отметке -2323,0 м, а кровля водонасыщенного на абсолютной отметке -2323,8 м, а в скважине 54 установлен прямой ВНК на абсолютной отметке -2324,4 м.

Учитывая приведенные данные, ВНК принимается на усредненной абсолютной отметке -2324,0 м.

По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически-экранированная. Площадь нефтеносности 4995 тыс. м². Запасы оценены по категориям В и С₁ (граф.прил.9).

В разрезе *III-J₂ горизонта* прослеживаются две пачки А и Б, по комплексу ГИС обе пачки продуктивные.

В пачке А оконтурено две песчаные линзы с различными уровнями ВНК. Наибольшая линза установлена в районе скважин 34, 62, 23, ..., вторая линза связана со скважиной 44.

По залежи *IIIА-J₂* в районе скважин 34, 62, 23, ... ВНК варьирует в диапазоне -2336,1-2348,7 м. По данным ГИС в скважине 52 установлен прямой контакт нефть-вода на абсолютной отметке -2339,1 м. В скважинах 23, 50, 60, 61, 66 подошвы продуктивности установлены соответственно на абсолютных отметках -2338,3 м, -2339,7 м, -2340,2 м, -2339,1 м, -2336,9 м, а кровли водоносности – на абсолютных отметках -2340,0 м, -2340,7 м, -2341,8 м,

-2341,3 м, - 2338,0 м. В скважине 2 ВНК отмечается немного ниже на абсолютной отметке -2343,8 м, наиболее низкая отметка ВНК установлена в скважине 34 на отметке -2348,7 м. В скважинах 42, 38 коллекторы с соответствующих кровельных абсолютных отметок - 2338,6 м, -2336,1 м водонасыщены.

В скважинах 42, 44, 52, 60 при опробовании получены притоки воды. В скважинах 51, 62 получены притоки нефти с водой.

В скважине 51 в апреле 2018 года из интервала 2318-2320 м получен приток нефти с водой с соответствующими дебитами 6,8 т/сут и 14,5 м³/сут при среднединамическом уровне 1773 м.

Скважина 62 была опробована дважды, в 2018 и 2019 годах, в обоих случаях из интервалов опробования получены притоки нефти с водой. Так, в интервале 2318-2323 м (-2338,0-2343,0 м) получена нефть дебитом 4,8 т/сут и вода дебитом 46,9 м³/сут. Через год при реперфорации интервала на глубине 2314-2321 м (-2334,0-2341,0 м) получен незначительный приток нефти 0,9 т/сут и воды 81,4 м³/сут.

Залежь в районе скважины 44. В скважине 44 по данным ГИС выделено 8 пластов коллекторов, из них кровельный пласт - нефтенасыщенный толщиной 2,7 м, остальные пласты по характеру насыщения – водонасыщенные. Скважина вскрыла ВНК на абсолютной отметке -2337,2 м.

Скважина была опробована, получен приток воды без признаков нефти (42 м³/сут). Получение воды связано с некачественным цементированием.

По типу природного резервуара залежь пластовая, тектонически-экранированная. Площадь нефтеносности в районе скважин 34, 62, 23, ... равна 1033 тыс. м², в районе скважины 44 - 130 тыс. м². Запасы нефти оценены по категориям С₁ и С₂ (граф.прил.10).

Залежь ШБ-J₂. Продуктивность залежи была установлена в период разведки при опробовании в скважине 15, получен фонтанный приток нефти дебитом 26,61 м³/сут при 5 мм штуцере.

Позднее продуктивность доказана опробованием в скважинах 7, 31, 32, 37, 43, 44, 46, 47, 53, 59, 61, 62, из них в скважинах 44, 53 получены притоки воды без признаков нефти. В остальных скважинах получены притоки нефти с водой различной интенсивности.

ВНК залежи остался практически в тех же пределах, ранее он был принят в диапазоне абсолютных отметок от -2371,5 до -2378,9 м.

В целом по залежи прямой ВНК вскрыт в скважинах 7, 20, 24, 33, 34, 37, 47, 50, 52, 60, 62 на абсолютных отметках соответственно -2372,7 м, -2374,1 м, -2376,4 м, -2377,1 м, -2379,0 м, -2375,6 м, -2377,1 м, -2375,2 м, -2376,8 м, -2378,9 м.

Таким образом, в целом по залежи диапазон колебания ВНК не претерпел особых изменений и принят на абсолютных отметках -2370,6-2379,6 м.

По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая. Площадь нефтеносности - 2309 тыс. м². Запасы оценены по двум категориям В и С₁ (граф.прил.11).

Горизонт I-T обладает средней мощностью 49 м. С горизонтом связана одноименная залежь I-T. Продуктивность горизонта доказана получением притока со скважин 32, 48, 61, 66.

Залежь I-T продуктивна в скважинах 22, 23, 32, 36, 44, 46, 47, 48, 50, 52, 59, 60, 61, 62, 66. В остальных скважинах коллекторы с кровельных отметок водонасыщенные.

Скважина 23 была опробована в 2019 году в интервале 2474,5-2476,5 м, 2477,5-2478,5 м, 2479-2480 м (-2496,9-2497,1 м, 2498,1-2499,1 м, 2499,6-2500,6 м), получен приток нефти с водой с соответствующими дебитамм 4,7 м³/сут и 46,2 м³/сут. По ГИС подошва нижнего продуктивного коллектора установлена на отметке -2502,8 м, а кровля водонасыщенного - на отметке -2503,3 м.

Скважина 61 опробована в 2019 году в интервале 2475,5-2485 м (-2493,5-2503,0 м) и получен преимущественно приток воды 89,2 м³/сут и незначительный приток нефти 0,9 т/сут. По данным ГИС ВНК отбивается на отметке -2507,1 м.

В скважине 48 в сентябре 2013 года из интервала опробования 2483-2488 (-2502,6-2507,6) м получен приток нефти дебитом 4 т/сут и воды 30,6 м³/сут. По ГИС подошва нижнего продуктивного пласта отбивается на отметке -2509,5 м, а кровля верхнего водонасыщенного – на отметке -2510,1 м.

Наибольший приток нефти (9,3 т/сут) получен в скважине 66 из интервала опробования 2486,5-2492 м (-2503,7-2509,2 м). По ГИС скважина вскрыла ВНК на абсолютной отметке – -2507,9 м.

Скважины 50, 52, 60, 47, 46, 36, 22 вскрыли водонефтяной контакт на соответствующих отметках -2504,7 м, -2505,8 м, -2506,2 м, -2506,3 м, -2508,7 м, -2501,8 м, -2504,5 м.

В скважинах 24 и 7 отмечены наиболее высокие отметки водонасыщенных коллекторов на отметках -2501,2 м и -2501,3 м соответственно. Наиболее низкая отметка нефтенасыщенного коллектора установлена в скважине 48 на отметке -2509,5 м.

Таким образом, ВНК по залежи колеблется в диапазоне абсолютных отметок -2501,2-2509,8 м.

По типу природного резервуара залежь массивная. Площадь нефтеносности равна 1006 тыс. м². Запасы нефти оценены по категориям С₁ и С₂ (граф.прил.12).

С *горизонтом II-T* связана одноименная залежь II-T, которая является основным объектом разработки.

На севере структуры ВНК наблюдается с отметок -2588,8 м до -2590,1 м, так в скважинах 9, 45 подошвы нефтенасыщенных пластов отбиваются на абсолютных отметках -2588,1 м, -2586,9 м, а кровли водонасыщенных с абсолютных отметок -2588,8 м, -2592,0 м соответственно. ВНК подсечен скважиной 35 на отметке -2590,1 м.

В скважинах 53, 12, 33 расположенных на востоке структуры, ВНК установлен на соответствующих отметках -2598,7 м, -2593,8 м, -2593,5 м. В скважине 40 подошва продуктивности отбивается на абсолютной отметке -2583,7 м, а кровля водоносности на отметке -2592,7 м. В скважине 43 наблюдается понижение уровня контакта до -2603,4 м, а в соседней скважине 54 подошва нефтенасыщенного коллектора отбивается на отметке -2602,5 м, а кровля водонасыщенного - -2604,9 м.

На юге структуры ВНК колеблется в пределах отметок -2590,1-2599,5 м, что можно увидеть в скважинах 34, 15, 62, 24, в которых ВНК подсечен на соответствующих отметках -2598,3 м, -2598,6 м, -2599,5 м, -2590,1 м.

На западе структуры наблюдается повышение контакта до абсолютных отметок -2593-2598 м, в скважинах 66, 47 подошвы продуктивных коллекторов фиксируются на абсолютных отметках -2591,4 м, -2593,4 м, а кровли водонасыщенных - с абсолютных отметок -2593,4 м, -2596,2 м, соответственно. В скважинах 44, 49 ВНК установлен на соответствующих отметках -2595,3 м, -2595,1 м.

Таким образом, контакт нефть-вода по залежи варьирует в больших пределах на абсолютной глубине от -2588,8 м на севере до -2603,4 м на юге.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически-экранированная. Площадь нефтеносности равна 5195 тыс. м². С учетом данных ГИС и эксплуатации запасы нефти залежи оценены по категориям В, С₁ и С₂ (граф.прил.13).

Горизонт III-T имеет не повсеместное распространение, в скважинах 7, 8, 9, 22, 23, 24, 36, 38, 39, 47, 48, 50, 52, 59, 62, 63, 66, коллектор замещен глинистыми разностями, образуя обширные зоны глинизации. Общая толщина горизонта достигает 30 м. К горизонту приурочена одноименная нефтяная залежь III-T.

Залежь представлена песчаными линзами: в районе скважины 45, в районе скважин 35, 41, 57, в районе скважин 32, 46, в районе скважин 60, 61 и наибольшая - в районе скважин 33, 15, 51 (граф.прил.14).

Линза в районе скважин 35, 41, 57 – непродуктивная, скважины вскрыли водонасыщенные коллекторы.

Линзы в районе скважин 45, в районе скважин 32, 46, в районе скважин 60, 61 – продуктивные, наиболее низкая отметка продуктивности -2643,1 м установлена в скважине 45, водонасыщенные коллекторы ни одной из перечисленных скважин не вскрыты. Вследствие чего, ВНК для залежи III-Т принят единым по скважине 54.

Залежь опробована в скважинах 2, 10, 12, 15, 33, 42, 51, 57, из них в скважинах 33 (один из двух объектов) и 57 притоков не получено.

В период геолого - разведочных работ залежь была опробована в четырех скважинах 2, 10, 11, 12.

Продуктивность залежи была установлена скважиной 2 в августе 1979 года, когда при испытании интервала 2614-2617 (-2636,6-2639,6) м был получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 180 м³/сут. через 7,5 мм штуцер. В скважинах 10 и 12 были получены слабые притоки нефти с водой. В скважине 11 в интервале глубин 2622-2629 м был получен приток пластовой воды.

В 2001 году залежь начала эксплуатироваться скважинами 2, 10 и 12.

Скважина 2 в сентябре 2001 года была введена в эксплуатацию интервалом 2614 - 2617 (-2636,6 -2639,6) м с начальным дебитом нефти 78,3 т/сут, воды – 4,3 т/сут, и работала на этом интервале до апреля 2008 года, а затем была остановлена в связи с высокой обводненностью 98,4%.

Скважина 10 введена в эксплуатацию из консервации 01.01.2001 года интервалом 2612 -2618 (-2633,3 -2639,3) м, начальный дебит составил 7,0 т/сут нефти, воды – 2,6 м³/сут, обводненность- 27%, до февраля 2003 года скважина находилась на этом объекте. В марте 2003 года в связи с высокой обводненностью 99,9%, ее перевели на вышележащий объект.

Скважина 15 вступила в эксплуатацию в январе 2018 года интервалом 2593-2599 м (-2614,5-2620,5 м) с первоначальным дебитом 3,0 т/сут и воды 44,0 м³/сут. Скважина проработала полгода и была остановлена в связи с высокой обводненностью.

Скважина 33 проперфорирована в январе 2017 года в интервале 2652-2654 (-2672,2-2674,2) м, получен приток воды (12,8 т/сут) без признаков нефти, скважина проработала всего один день. После изоляции этого интервала скважина вступила в эксплуатацию с интервалом 2614-2617 м, 2626,5-2629,5 м (-2634,2-2637,2 м, -2646,7-2649,7 м), первоначальный приток нефти составил 0,05 т/сут, в связи с высокой обводненностью скважина в эксплуатацию не вступала.

Скважина 51 опробована в интервале 2602,6-2606 м (-2622,5-2625,9 м) получен незначительный приток нефти (0,35 т/сут), в связи с высокой обводненностью (99,2%) скважина в эксплуатацию не вступала.

Наиболее низкая отметка нефтенасыщенного коллектора установлена в скважине 54 на отметке -2653,7 м.

Запасы данной залежи оценены по категориям C_1 и C_2 . Общая площадь нефтеносности равна 2431 тыс. м³.

Горизонт IV-T. Общая толщина горизонта в среднем составляет 26 м. По данным интерпретации ГИС в скважинах 36, 42, 46, 51, 53, 59, 61, 62, выделены нефтенасыщенные коллекторы, в скважинах 4, 7, 15, 24, 32, 38, 45, 47, 50, 52, 54, 63, 64, 66 коллекторы отсутствуют, а во всех остальных скважинах коллекторы водонасыщенные.

Залежь IV-T представлена шестью песчаными линзами, из них две линзы, первая - в районе скважины 22 и вторая - в районе скважины 60 – водонасыщенные, остальные линзы продуктивные с различными уровнями ВНК.

Линза в районе скважины 46. В скважине 46 выделены нефтенасыщенные пласты с суммарной эффективной толщиной 7,9 м. Подошва нижнего продуктивного пласта установлена на абсолютной отметке -2705,9 м, которая принята за УВНК.

Линза в районе скважины 53 продуктивна до -2690,1 м. В скважине выделено два нефтенасыщенных коллектора с суммарной эффективной толщиной 2,8 м.

Следующая *линза* установлена по результатам бурения *скважин 42, 51, 62*, из которых скважина 51 вскрыла ВНК на отметке -2666,8 м.

Наибольшая линза установлена по результатам бурения скважин 61, 31, 40, 23, 48, 59, 12, 36, 33, 20, 56, 10, 57, 35.

Линза имеет двусводовое строение. В пределах первого свода пробурена скважина 61, в которой выделен один продуктивный пласт с подошвенной отметкой -2662,8 м, которая принята за условный контакт залежи.

В пределах второго свода залежь оконтурена результатами интерпретации скважин 36, 59. ВНК залежи принят в интервале отметок от -2671,5 м (кровельная отметка воды в скважине 48) до 2672,5 м (подошвенная отметка нефти в скважине 59).

Залежь прерывистая, представлена отдельными полулинзами. Площадь нефтеносности 447 тыс. м². Запасы оценены по категории C_2 (граф.прил.15).

Залежь V-T представлена песчаной линзой небольшой протяженности. По данным ГИС коллектор выделен в скважинах 15, 22 и 24, на остальной части площади коллектор отсутствует (граф. прил. 16).

В скважине 22 выделен водонасыщенный коллектор с отметки -2722,5 м. В районе скважин 24 и 15 резервуар ограничен по подошве продуктивного пласта в скважине 24 на

абсолютной отметке -2728,3 м. В скважине 15 выделен водонасыщенный коллектор на абсолютной отметке -2736,1 м.

Запасы нефти оценены по категории С₂. Площадь нефтеносности линзы равна 130 тыс. м².

Таблица 2.1.1 – Месторождение Кокарна Восточная. Характеристика залежей

Залежь	Тип залежи	Тип коллектора	Площадь продуктивности, тыс. м ²	Характер насыщения	Принятый уровень УВНК, ВНК (абс. отм.), м
I-J ₂	р-н 2,24 и 52	полулинзы	296	нефтяной	-2286,3
	р-н 54 и 8		557		-2293,7
	р-н 22, 46		151		-2281,3
	р-н 10		43		-2283,4
II-J ₂	Центральный район	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	4995	нефтяной	на севере -2312,3 м, на западе -2312,3-23122,7 м, на востоке 2313,9-2317,2 и на северо-востоке -2313,1-2319,9 м на юге -2317,0 м
	р-н 54 и 8				-2324,0
IIIА-J ₂	р-н 34, 62 и 33	пластовая, литологически-ограниченная, тектонически-экранированная	1033	нефтяной	-2336,1-2348,7
	р-н 44		130		-2337,2
IIIБ-J ₂		пластовая, сводовая	2309	нефтяной	-2370,6-2379,6
I-T		пластовая, водоплавающая	1006	нефтяной	-2501,2-2509,8
II-T		пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	5195	нефтяной	-2588,8-2603,4
III-T		пластовая, сводовая, литологически- и тектонически-экранированная	2431	нефтяной	-2653,7
IV-T	р-н 46	полулинзы	447	нефтяной	-2705,9
	р-н 53				-2690,1
	р-н 42, 62, 51				-2666,8-2668,1
	р-н 61				-2662,8
	р-н 36, 59				-2671,5-2672,5
V-T	р-н 24	полулинзы	130	нефтяной	-2728,3

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородность

2.2.1 Характеристика средних значений толщин

При детальной пластовой корреляции пробуренных скважин отмечается четкое расчленение продуктивного разреза на горизонты.

Внутри горизонтов выделены пласты коллекторы, которые независимо от приуроченности к разным сводам, хорошо коррелируются и образуют залежи. Разделом между горизонтами являются глинистые пласты различной толщиной.

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

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.

В таблице 2.2.1.1 показана характеристика общих, эффективных и нефтенасыщенных толщин установленных залежей. Из таблицы видно, что **в целом** средние значения общих толщин по залежам изменяются от 6,9 м (V-T) до 49,1 м (I-T). Залежь II-T обладает толщиной более 30 м. Залежи I-J₂, II-J₂, IIIA-J₂, IIIB-J₂, IV-T обладают средними значениями общих толщин более 10 м и соответственно составляют 12,8 м, 16,6 м, 17,8 м, 15,6 м, 14,6 м.

Эффективная толщина в скважине определялись как сумма эффективных толщин всех выделенных коллекторов. Колебания средних значений эффективных толщин **в целом по** залежи составляют от 3,4 м (I-J₂) до 28,9 м (I-T). Эффективная толщина залежи II-T составляет более 20 м, а залежей II-J₂, III-T, IV-T, V-T - менее 10 м.

Наибольшим значением эффективной нефтенасыщенной толщины **14,9** м установлено по залежи II-T. По остальным залежам эффективная нефтенасыщенная толщина составляет менее 10 м.

Таблица 2.2.1.1– Характеристика толщин пластов залежей

Залежь	Толщина	Наименование	Зоны насыщения		В целом по залежи
			нефтяная	водонефтяная	
1	2	3	4	5	6
I-J ₂	Общая	Количество скв. шт	4	4	8
		Средняя, м	10,4	15,2	12,8
		Коеф. вариации, д. ед.	0,058	0,033	0,078
		Интервал изменения, м	6,8-13,8	12,6-19,5	6,8-19,5
	Эффективная	Количество скв. шт	4	4	8
		Средняя, м	3,0	3,9	3,4
		Коеф. вариации, д. ед.	0,090	0,091	0,111
		Интервал изменения, м	2,0-4,4	2,0-5,0	2,0-5,0
	Нефтенасыщенная	Количество скв. шт	4	4	8
		Средняя, м	2,7	1,5	2,1
		Коеф. вариации, д. ед.	0,030	0,130	0,141
		Интервал изменения, м	2,0-3,3	0,9-2,1	0,9-3,3

Продолжение таблицы 2.2.1.1

1	2	3	4	5	6
II-J ₂	Общая	Количество скв. шт	27	16	43
		Средняя, м	15,2	19,1	16,6
		Коэф. вариации, д. ед.	0,113	0,119	0,131
		Интервал изменения, м	5,2-21,6	7,1-33,2	5,2-33,2
	Эффективная	Количество скв. ед	27	16	43
		Средняя, м	5,9	10,5	7,6
		Коэф. вариации, д. ед.	0,131	0,175	0,260
		Интервал изменения, м	2,6-10,1	4,5-17,5	2,6-17,5
	Нефте-насыщенная	Количество скв. шт	27	16	43
		Средняя, м	5,9	7,5	6,5
		Коэф. вариации, д. ед.	0,131	0,259	0,211
		Интервал изменения, м	2,6-10,1	1,6-13,1	1,6-13,1
III-A-J ₂	Общая	Количество скв. шт		12	12
		Средняя, м	-	17,8	17,8
		Коэф. вариации, д. ед.	-	0,061	0,061
		Интервал изменения, м	-	7,6-24,5	7,6-24,5
	Эффективная	Количество скв. шт		12	12
		Средняя, м	-	10,4	10,4
		Коэф. вариации, д. ед.	-	0,177	0,177
		Интервал изменения, м	-	1,6-20,1	1,6-20,1
	Нефте-насыщенная	Количество скв. шт		12	12
		Средняя, м	-	5,3	5,3
		Коэф. вариации, д. ед.	-	0,201	0,201
		Интервал изменения, м	-	1,6-9,5	1,6-9,5
III-B-J ₂	Общая	Количество скв. шт	8	20	28
		Средняя, м	9,8	17,9	15,6
		Коэф. вариации, д. ед.	0,217	0,164	0,233
		Интервал изменения, м	6,0-20,7	8,3-31,3	6,0-31,3
	Эффективная	Количество скв. шт	8	20	28
		Средняя, м	6,0	12,5	10,6
		Коэф. вариации, д. ед.	0,067	0,252	0,329
		Интервал изменения, м	3,5-8,9	5,4-24,6	3,5-24,6
	Нефте-насыщенная	Количество скв. шт	8	20	28
		Средняя, м	6,0	5,3	5,5
		Коэф. вариации, д. ед.	0,067	0,229	0,178
		Интервал изменения, м	3,5-8,9	0,8-9,3	0,8-9,3
I-T	Общая	Количество скв. шт		15	15
		Средняя, м	-	49,1	49,1
		Коэф. вариации, д. ед.	-	0,019	0,019
		Интервал изменения, м	-	34,3-56,4	34,3-56,4
	Эффективная	Количество скв. шт		15	15
		Средняя, м	-	28,9	28,9
		Коэф. вариации, д. ед.	-	0,017	0,017
		Интервал изменения, м	-	19,5-36,3	19,5-36,3
	Нефте-насыщенная	Количество скв. шт		15	15
		Средняя, м	-	7,5	7,5
		Коэф. вариации, д. ед.	-	0,298	0,298
		Интервал изменения, м	-	1,8-17,8	1,8-17,8

Продолжение таблицы 2.2.1.1

1	2	3	4	5	6
II-T	Общая	Количество скв. шт	12	31	43
		Средняя, м	26,0	32,8	30,9
		Коеф. вариации, д. ед.	0,054	0,091	0,094
		Интервал изменения, м	17,5-40,2	16,0-62,5	16,0-62,5
	Эффективная	Количество скв. шт	12	31	43
		Средняя, м	18,8	24,1	22,6
		Коеф. вариации, д. ед.	0,059	0,073	0,082
		Интервал изменения, м	11,7-28,7	11,7-37,5	11,7-37,5
	Нефте-насыщенная	Количество скв. шт	12	31	43
		Средняя, м	18,4	13,7	14,9
		Коеф. вариации, д. ед.	0,068	0,280	0,216
		Интервал изменения, м	11,7-28,7	2,3-34,4	2,3-34,4
III-T	Общая	Количество скв. шт	19	1*	20
		Средняя, м	8,5	32,1*	9,7
		Коеф. вариации, д. ед.	0,787	-	0,856
		Интервал изменения, м	2,0-26,4	-	2,0-32,1
	Эффективная	Количество скв. шт	19	1*	20
		Средняя, м	4,4	5,0*	4,4
		Коеф. вариации, д. ед.	0,481	-	0,452
		Интервал изменения, м	1,4-13,6	-	1,4-13,6
	Нефте-насыщенная	Количество скв. шт	19	1*	20
		Средняя, м	4,4	3,0*	4,3
		Коеф. вариации, д. ед.	0,481	-	0,477
		Интервал изменения, м	1,4-13,6	-	1,4-13,6
IV-T	Общая	Количество скв. шт	1*	7	8
		Средняя, м	27,0*	12,8	14,6
		Коеф. вариации, д. ед.	-	0,701	0,577
		Интервал изменения, м	-	1,6-30,8	1,6-30,8
	Эффективная	Количество скв. шт	1*	7	8
		Средняя, м	18,9*	4,9	6,7
		Коеф. вариации, д. ед.	-	0,218	0,588
		Интервал изменения, м	-	1,6-7,9	1,6-18,9
	Нефте-насыщенная	Количество скв. шт	1*	7	8
		Средняя, м	2,4*	4,9	4,6
		Коеф. вариации, д. ед.	-	0,218	0,250
		Интервал изменения, м	-	1,6-7,9	1,6-7,9
V-T	Общая	Количество скв. шт	-	1*	1*
		Средняя, м	-	6,9*	6,9*
		Коеф. вариации, д. ед.	-	-	-
		Интервал изменения, м	-	-	-
	Эффективная	Количество скв. шт	-	1*	1*
		Средняя, м	-	5,4*	5,4*
		Коеф. вариации, д. ед.	-	-	-
		Интервал изменения, м	-	-	-
	Нефте-насыщенная	Количество скв. шт	-	1*	1*
		Средняя, м	-	1,4*	1,4*
		Коеф. вариации, д. ед.	-	-	-
		Интервал изменения, м	-	-	-

*-значения по одной скважине

В таблице 2.2.1.2 приведены статистические показатели характеристики неоднородности по залежам. Из таблицы видно, что залежи II-J₂ (0,977 д.ед.), IIIA-J₂ (0,923 д.ед.) и III-

T (0,459 д.ед.) характеризуется коэффициентами распространения менее 1, что свидетельствует о прерывистости коллектора. Это видно на структурных картах по кровле коллектора, где часть структуры занимают зоны отсутствия коллекторов.

Коэффициентом распространения коллекторов равным 1,0 обладают залежи ШБ-J₂, I-T, II-T, что свидетельствует о выдержанности коллекторов по площади. Залежи I-J₂, IV-T, V-T представляют собой литологически-ограниченные песчаные линзы, имеющих распространение вокруг отдельных скважин, вследствие чего говорить о выдержанности коллектора по площади не представляется возможным.

Среднее значение коэффициента расчлененности по всем залежам больше 2,0 при колебании **от 2,0 (V-T) до 10,5 (I-T)**. Коэффициент песчанистости характеризующий долю коллектора в выделенном пласте по всем горизонтам **среднее значение** колеблется от 0,29 (I-J₂) до 0,78 (V-T).

Таблица 2.2.1.2 - Статистические показатели характеристик неоднородности пластов залежей

Залежь	Кол-во скв-н, используемых для определения	Коэффициент песчанистости, д.ед.			Коэффициент расчлененности, д.ед.			Коэф. распространения, д.ед.
		среднее значение	коэф. вариации	интервал изменения	среднее значение	коэф. вариации	интервал изменения	
I-J ₂	8	0,29	0,134	0,10-0,44	3,0	0,083	2,0-4,0	-
II-J ₂	43	0,47	0,126	0,21-0,81	4,9	0,150	2,0-12,0	0,977
ША-J ₂	12	0,56	0,106	0,21-0,97	5,7	0,111	2,0-9,0	0,923
ШБ-J ₂	28	0,70	0,066	0,17-1,0	4,5	0,129	1,0-7,0	1,0
I-T	15	0,60	0,035	0,41-0,85	10,5	0,070	7,0-16,0	1,0
II-T	43	0,75	0,030	0,41-0,98	7,4	0,108	3,0-14,0	1,0
III-T	20	0,64	0,138	0,16-1,0	2,6	0,253	1,0-5,0	0,459
IV-T	8	0,63	0,242	0,21-1,0	2,9	0,316	1,0-6,0	-
V-T	1	0,78	-	-	2,0	-	-	-

2.2.2 Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Характеристика фильтрационно-ёмкостных свойств выполнена на основе интерпретации материалов ГИС по 51 скважине и данных, полученных на керне, отобранном в 17 скважинах.

На дату отчёта из среднеюрских продуктивных залежей керн отобран в 12 скважинах, вынос составил 119,3 м (54,0% от проходки с отбором), изучено 53 образца, представительных 36. По пермотриасовым отложениям вынос керна по 16 скважинам составил 163,7 м (47,9% от проходки с отбором), изучено 79 образцов, кондиционных 71.

На образцах керна выполнены стандартный и специальный комплексы исследования:

– стандартный комплекс включал определение параметров: плотность объемная и зерен, пористость открытая и полная, проницаемость для газа, карбонатность, фракционный состав;

– специальные исследования: удельное электрическое сопротивление образцов со 100%-ной и переменной водонасыщенностью; фазовая проницаемость, коэффициент вытеснения в системе «вода-нефть», смачиваемость, определение кривых капиллярного давления.

Выделение пластов-коллекторов по ГИС проводилось по традиционным прямым, основанным на признаках проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт, и количественным критериям, принятым для юрских и триасовых коллекторов едиными: проницаемость $>1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, пористость $>12\%$, глинистость $< 50\%$; для разделения пластов по характеру притока коэффициент нефтегазонасыщенности 0,40 д.ед.

Продуктивная толща средней юры

Горизонт I-J₂. Проходка с отбором керна по горизонту выполнена в 7 скважинах, вынос составил 40,4 м. Всего по горизонту проанализировано 9 образцов. Проницаемость на образцах не определялась. Пористость по керну коллекторов горизонта изменяется от 0,15 до 0,23 д.ед., средняя - 0,19 д.ед.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по ГИС выделена в 8 скважинах. Пористость пластов изменяется от 0,14 до 0,21 д. ед, проницаемость от 1,0 до $47,2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, нефтенасыщенность в среднем равна 0,48 д.ед.

Горизонт II-J₂. Проходка с отбором керна по горизонту выполнена в 7 скважинах, вынос составил 54,0 м. Всего по горизонту проанализировано 26 образцов, из них проницаемых 12, пористость которых изменяется в диапазоне 0,14-0,26 д.ед., средняя 0,20 д.ед., проницаемость - $1,4-29,8 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по ГИС выделена в 43 скважинах. Пористость пластов составляет 0,13-0,25 д.ед., в среднем 0,17 д.ед, проницаемость изменяется от 1,0 до $418,2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, среднее - $20,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; нефтенасыщенность 0,400,75 д.ед., в среднем равна 0,52 д.ед.

Горизонт IIIA-J₂. Проходка с отбором керна по горизонту выполнена в трех скважинах, вынос составил 22,1 м. Всего по горизонту проанализировано 18 образцов. Фильтрационно-емкостные характеристики коллекторов горизонта по керну изменяются в следующих пределах: пористость от 0,14 до 0,28 д. ед, среднее - 0,20 д.ед., проницаемость от 1,09 до $2099 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, среднее - $249,9 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по ГИС выделена в 12 скважинах. Пористость пластов изменяется от 0,14 до 0,24 д.ед., среднее 0,18 д.ед.; проницаемость меняется от 1,0 до $184,5 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, среднее $27,0 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$; нефтенасыщенность - 0,40-0,64 д.ед., в среднем равна 0,51 д.ед.

Горизонт ИВ-J₂. Проходка с отбором керна по горизонту выполнена по одной скважине, вынос составил 2,9 м. Образцы не изучены.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по ГИС выделена в 28 скважинах. Пористость пластов изменяется от 0,14 до 0,27 д. ед, средняя 0,19 д.ед.; проницаемость меняется от 1,0 до $1245 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, среднее $71,7 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$; нефтенасыщенность - 0,40-0,74 д.ед., в среднем равна 0,51 д.ед.

Пермотриасовые продуктивные горизонты

Горизонт I-T. Проходка с отбором керна по горизонту выполнена в семи скважинах, вынос составил 29,5 м, проанализировано 46 образцов, из них представительных 44. Фильтрационно-емкостные характеристики коллекторов горизонта по керну изменяются в следующих пределах: пористость от 0,17 до 0,27 д.ед, среднее 0,21 д.ед., проницаемость от 3,54 до $1306 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, среднее $147,910^{-3} \text{мкм}^2$.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по ГИС выделена в 15 скважинах. Пористость пластов варьирует в диапазоне 0,13-0,25 д.ед., в среднем 0,18 д.ед, проницаемость изменяется от 1,0 до $418,2 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, среднее $49,6 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$; нефтенасыщенность 0,40-0,68 д.ед., в среднем равна 0,51 д.ед.

Горизонт II-T. Проходка с отбором керна по горизонту выполнена в 8 скважинах, вынос составил 81,5 м. Всего по горизонту проанализировано 33 образца, представительных 27. Фильтрационно-емкостные характеристики коллекторов по керну следующие: пористость 0,14-0,25 д.ед., среднее - 0,19 д.ед., проницаемость $1,96\text{-}516 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, среднее $85,9 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по ГИС выделена в 51 скважине. Пористость пластов изменяется от 0,12 до 0,26 д. ед, среднее - 0,19 д.ед.; проницаемость - $1,01\text{-}721,6 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, среднее $51,8 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$; нефтенасыщенность - 0,42-0,79 д.ед.; в среднем равна 0,60 д.ед.

Горизонт III-T. Проходка с отбором керна по горизонту выполнена в пяти скважинах, вынос составил 31,2 м. Образцы отобраны из неколлекторов.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по ГИС выделена в 20 скважинах. Пористость пластов изменяется от 0,13 до 0,23 д. ед, среднее 0,18 д.ед.; проницаемость в диапазоне $1,1-140,5 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, среднее $17,7 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$; нефтенасыщенность изменяется от 0,41 до 0,66 д.ед., среднее 0,52 д.ед.

Горизонт IV-T. Проходка с отбором керна по горизонту выполнена в двух скважинах, вынос составил 10,7 м. Образцы не изучены.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по ГИС выделена в 8 скважинах. Пористость пластов изменяется от 0,14 до 0,23 д. ед, средняя 0,18 д.ед.; проницаемость - $1,0-136,8 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, средняя $22,9 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$; нефтенасыщенность - 0,42-0,70 д.ед., средняя 0,59 д.ед.

Горизонт V-T. Керном не освещен. Эффективная нефтенасыщенная толщина по ГИС выделена в 1 скважине. Пористость нефтенасыщенного пласта составляет 0,15 д. ед, проницаемость $1,8 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, нефтенасыщенность 0,60 д.ед.

Статистическая характеристика пластов-коллекторов горизонтов-объектов разработки представлена в таблице 2.2.2.1.

Таблица 2.2.2.1 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности по объектам разработки

Метод определения	Наименование	Проницаемость, $\times 10^{-3} \text{мкм}^2$	Пористость, д.ед.	Нефтенасыщенность, д.ед.
1	2	3	4	5
I объект (залежь II-J ₂)				
	Кол-во скважин, шт.	4	7	1
Лабораторные исследования	Кол-во определений, шт.	12	12	
керн	Среднее значение	10,92	0,20	-
	Интервал изменения	1,4-29,8	0,14-0,26	-
	Кол-во скважин, шт.	47	47	43
Геофизические исследования	Кол-во определений, шт.	228	228	181
скважин	Среднее значение	9,6	0,16	0,53
	Интервал изменения	1,0-146,1	0,12-0,23	0,40-0,74
II объект (залежь II-T)				
	Кол-во скважин, шт.	8	8	-
Лабораторные исследования	Кол-во определений, шт.	27	27	
керн	Среднее значение	85,9	0,19	-
	Интервал изменения	1,96-516	0,14-0,25	-
	Кол-во скважин, шт.	51	51	51
Геофизические исследования	Кол-во определений, шт.	341	341	148
скважин	Среднее значение	81,6	0,19	
	Интервал изменения	1,0-4442,7	0,12-0,29	

Продолжение таблицы 2.2.2.1

1	2	3	4	5
III возвратный объект (залежь ШБ-J₂)				
	Кол-во скважин, шт.	1	1	-
Лабораторные исследования	Кол-во определений, шт.			
керн	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Кол-во скважин, шт.	51	51	28
Геофизические исследования	Кол-во определений, шт.	195	195	77
скважин	Среднее значение	249,9	0,19	0,51
	Интервал изменения	1,0-1245,0	0,14-0,27	0,40-0,74
IV возвратный объект (залежь III-T)				
	Кол-во скважин, шт.	-	-	-
Лабораторные исследования	Кол-во определений, шт.			
керн	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Кол-во скважин, шт.	28	28	20
Геофизические исследования	Кол-во определений, шт.	85	85	46
скважин	Среднее значение	17,7	0,18	0,52
	Интервал изменения	1,1-140,5	0,13-0,23	0,41-0,66

Статистические ряды распределений проницаемости по данным керн и ГИС приведены в таблице 2.2.2.2

Таблица 2.2.2.2 - Статистические ряды распределений проницаемости продуктивных горизонтов

По данным лабораторного изучения керн, x10 ⁻³ мкм ⁻²		По данным ГИС, x10 ⁻³ мкм ⁻²	
1	2	3	4
Интервалы изменения	Число случаев	Интервалы изменения	Число случаев
I объект (залежь II-J₂)			
1-10	7	1-10	143
10-50	6	10-50	66
50-100	-	50-100	5
100-500	-	100-500	7
500-1000	-	500-1000	-
1000-5000	-	1000-5000	1
II объект (залежь II-T)			
1-10	8	1-10	117
10-50	5	10-50	122
50-100	5	50-100	27
100-500	2	100-500	56
500-1000	1	500-1000	3
1000-5000	-	1000-5000	3
III возвратный объект (залежь ШБ-J₂)			
1-10	-	1-10	78
10-50	-	10-50	51
50-100	-	50-100	17
100-500	-	100-500	34
500-1000	-	500-1000	11
1000-5000	-	1000-5000	2

Продолжение таблицы 2.2.2.2

1	2	3	4
IV возвратный объект (залежь III-T)			
1-10	-	1-10	48
10-50	-	10-50	21
50-100	-	50-100	3
100-500	-	100-500	4
500-1000	-	500-1000	-
1000-5000	-	1000-5000	-

2.3 Состав и свойства нефти и воды

Для определения свойств пластовой нефти всего по месторождению было отобрано 19 глубинных проб из скважин 2, 7, 8, 10, 15, 22, 23, 24, 61, из них кондиционными признано 12 проб. Отбором проб освещены горизонты I-J₂, II-J₂, IIБ-J₂, II-T, III-T. Пластовая нефть по залежам IIIА-J₂, I-T, IVА-T, IVБ-T, V-T не изучена. После выполнения проекта разработки (ПР-2023) новые пробы нефти в пластовых условиях не отбирались.

Для определения физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях по месторождению были использованы результаты 85 проб из 26 скважин, из них 10 проб отбракованы. После выполнения Проекта разработки по состоянию на 01.01.2023 г. дополнительно отобрано 5 поверхностных проб нефти (скв. 32, 40, 48, 63, 66), которые позволили уточнить свойства устьевой нефти по залежам II-J₂, IIIА-J₂, I-T, II-T.

В ходе исследования проб определены следующие параметры: плотность при 20°С, кинематическая вязкость при различных температурах, наличие хлористых солей, воды, мехпримесей, парафина и температуры плавления, а также содержание серы, кислотного числа, фракционный состав, групповой состав с получением метан-нафтовых и ароматических углеводородов, асфальт-смолистых веществ, температур застывания и вспышки в закрытом тигле, определением содержания золы, кокса, тяжелых металлов и т.д.

Состав и свойства растворенного в нефти газа определялись по газу однократного разгазирования 18 глубинных проб нефти из 9 скважин. После работы (ПР-2023) исследований по растворенному газу не было.

Свойства пластовой воды месторождения изучены по 42 пробам. После выполнения Проекта разработки по состоянию на 01.01.2023 г. дополнительно было отобрано 5 поверхностных проб воды из скважин 2 (I-J₂), 16 (I-J₂), 40 (II-J₂), 63 9 (II-T), 66 (IIIА-J₂) и 1 проба закачиваемой воды из ППД, отобранные 2023-2024 гг.

2.3.1 Свойства нефти в пластовых условиях

Физико-химическая характеристика пластовых нефтей и растворенных газов оцениваемых горизонтов изучалась по глубинным пробам.

Для определения свойств пластовой нефти всего было отобрано 19 проб из 9-ти скважин 2, 7, 8, 10, 15, 22, 23, 24, 61. Исследованиями охвачены горизонты I-J₂, II-J₂, IIIБ-J₂, II-T, III-T.

Из общего числа 7 проб из 4 скважин (15, 22, 23, 24) отбракованы из-за заниженных значений газосодержания и давления насыщения.

Ниже приводится характеристика пластовой нефти, определенная по представительным пробам. Средние по залежам свойства пластовой нефти диапазоны их изменения приведены в таблице 2.3.1.1.

Нефти всех залежей среднеюрских горизонтов недонасыщены газом и пластовое давление значительно превышает давление насыщения. Пластовые нефти обладают низкой плотностью благодаря высоким пластовым температурам (69,8-78,9°C – по данным замеров на глубине отбора проб).

Залесь I-J₂ представлена одной пробой из скважины 8. Значение газосодержания равно 11,60 м³/т при давлении насыщения 3,82 МПа и объемном коэффициенте 1,090. Величины плотности и вязкости нефти в пластовых условиях составили 0,7865 г/см³ и 1,12 МПа*с соответственно. Усадка нефти составила 8,26%.

По **залежи II-J₂** параметры пластовой нефти определены по двум кондиционным пробам со скважин 10 и 15. Три пробы из скважин 24 и 15 отбракованы. Газосодержание составило 20,18 м³/т, давление насыщения – 6,90 МПа, объемный коэффициент – 1,144. Соответственно более высокому газосодержанию, нефть в пластовых условиях обладает меньшей плотностью – 0,7471 г/см³, вязкость составила 1,16 МПа*с. Усадка нефти составила 18,4%.

Из **залежи IIIБ-J₂** отобрано пять проб со скважин 10, 15, 61, из них две пробы из скважины 15 отбракованы. Пластовая нефть этого горизонта обладает газосодержанием 18,61 м³/т при давлении насыщения 3,87 МПа. Объемный коэффициент составил 1,100, плотность в пластовых условиях – 0,7788 г/см³, вязкость – 1,71 МПа*с. Усадка нефти составила 6,64%.

Залесь II-T представлена наибольшим количеством проб, 7 пробами из трех скважин (7, 22, 23), из них две пробы некондиционные. Значение газосодержания равно 25,89 м³/т при давлении насыщения 3,03 МПа и объемном коэффициенте 1,095. Величины плотности и вязкости нефти в пластовых условиях составили 0,8038 г/см³ и 1,83 МПа*с соответственно. Усадка нефти составила 9,6%.

Таблица 2.3.1.1 – Свойства пластовой нефти

Наименование	I-J ₂				II-J ₂				IIIА-J ₂			
	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		
а) нефть												
Давление насыщения газом, МПа	1	1	-	3,82	2	2	5,5-8,3	6,9	-	-	-	-
Газосодержание, м³/т	1	1	-	11,60	2	2	17,0-23,36	20,18	-	-	-	-
Давление пластовое, МПа	1	1	-	24,52	2	2	18,0-22,66	20,3	-	-	-	-
Плотность, г/см³	1	1	-	0,7865	2	2	0,7443-0,7471	0,7471	-	-	-	-
Вязкость, мПа*с	1	1	-	1,12	2	2	1,15-1,16	1,16	-	-	-	-
Объемный коэффициент, д. ед	1	1	-	1,09	2	2	1,128-1,160	1,144	-	-	-	-
Пластовая температура, °С	1	1	-	71	2	2	69,8-77,0	73,4	-	-	-	-
б) пластовая вода												
Газосодержание, м³/т	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в т.ч. сероводорода, м³/т	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Объемный коэффициент, д.ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вязкость при пластовой температуре, мПа*с	2	2	0,66-0,71	0,69	8	8	0,65-1,52	0,84	1	1	-	1,47
Общая минерализация, г/л	4	5	228,6-248,0	234,2	9	13	206,36-251,23	235,2	1	1	-	90,85
Плотность, кг/м³	4	5	1154,9-1164,5	1156,9	8	10	1146,8-166,0	1166,7	1	1	-	1163,0

Продолжение таблицы 2.3.1.1

Наименование	ШБ-J ₂				I-T				II-T			
	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		
<i>а) нефть</i>												
Давление насыщения газом, МПа	2	3	2,21-5,5	3,87	-	-	-	-	3	5	2,9-3,11	3,03
Газосодержание, м ³ /т	2	3	17,0-20,27	18,61	-	-	-	-	3	5	21,9-28,75	25,89
Давление пластовое, МПа	2	3	19,2-22,66	20,9	-	-	-	-	3	5	26,04-28,3	26,8
Плотность, г/см ³	2	3	0,7498-0,8080	0,7788	-	-	-	-	3	5	0,7469-0,8292	0,8038
Вязкость, мПа*с	2	3	1,15-2,26	1,71	-	-	-	-	3	5	1,01-2,69	1,83
Объемный коэффициент, д. ед.	2	3	1,071-1,128	1,100	-	-	-	-	3	5	1,08-1,12	1,095
Пластовая температура, °С	2	3	77,0-78,3	77,7	-	-	-	-	3	5	76,0-77,7	76,7
<i>б) пластовая вода</i>												
Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в т.ч. сероводорода, м ³ /т	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Объемный коэффициент, д.ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вязкость при пластовой температуре, мПа*с	1	1	-	0,62	2	2	1,17-1,25	1,21	12	9	0,59-1,73	1,32
Общая минерализация, г/л	1	1	-	214,7	2	2	209,48-211,8	210,6	12	11	199,62-251,64	220,18
Плотность, кг/м ³	1	1	-	1175,0	2	2	1,17-1,54	1,36	12	-	1120,0-1170,0	1160,0

Продолжение таблицы 2.3.1.1

Наименование	III-Г			Среднее значение
	Количество исследованных		Диапазон изменения	
	скв-н	проб		
а) нефть				
Давление насыщения газом, МПа	1	1	-	3,7
Газосодержание, м³/т	1	1	-	20,7
Давление пластовое, МПа	1	1	-	28,8
Плотность, г/см³	1	1	-	0,8065
Вязкость, мПа*с	1	1	-	0,96
Объемный коэффициент, д. ед	1	1	-	1,22
Пластовая температура, °С	1	1	-	84,0
б) пластовая вода				
Газосодержание, м³/т	-	-	-	-
в т.ч. сероводорода, м³/т	-	-	-	-
Объемный коэффициент, д.ед.	-	-	-	-
Вязкость при пластовой температуре, мПа*с	1	-	-	-
Общая минерализация, г/л	1	1	-	226,74
Плотность, кг/м³	1	-	-	-

Залежь III-T. Результаты средних значений приняты по одной пробе со скважины 2. Величина плотности нефти на глубине отбора составила 0,8065 г/см³. Динамическая вязкость в пластовых условиях равна 0,96 МПа*с. Величина давления насыщения составляет 3,7 МПа, при пластовом давлении 28,8 МПа и температуре пласта 84⁰С. Значение газосодержания равно 20,7 м³/т при объемном коэффициенте 1,22. Усадка нефти составила 18%.

2.3.2 Свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по 85 анализам из залежей: I-J₂ – 2 пробы, II-J₂ – 24 пробы, IIIA-J₂ – 3 проб, IIIB-J₂ – 7 проб, I-T – 3 проб, II-T – 36 проб, III-T- 9 проб, II-T+III-T - 1 проба (таблица 2.3.2.1).

В целом, нефти всех исследованных залежей близки по составу и свойствам, классифицируются как легкие, парафинистые, смолистые. По углеводородному составу относятся к метано - нафтеновому типу.

Залежь I-J₂ представлена двумя пробами из скважины 8, одна из которых отобрана совместно с нижележащим горизонтом.

Плотность нефти в стандартных условиях составила 0,8430 г/см³, динамическая вязкость при 20⁰С – 9,25 МПа*с.

Содержание парафинов, смол и асфальтенов не определено. Содержание серы составило 0,39% **масс.** По содержанию серы нефть относится к малосернистым. Величина содержания смол-силикагелевых, асфальтенов и парафина не определена. Температура застывания минус 29⁰С. По фракционному составу нефть легкая – температура начала кипения составляет 65⁰С, до 300⁰С выкипает 47% **об.** Кинематическая вязкость при температуре 20⁰С – 10,98 мм²/с, при температуре 50⁰С – 5,50 мм²/с.

Залежь II-J₂ охарактеризована 24 пробами из 11 скважин (2, 8, 9, 10, 15, 16, 24, 40, 45, 48, 51). Из них четыре пробы, отобранные в 2001-2002 гг., из скважины 9 из интервала 2281-2287 м признаны некачественными из-за повышенных значений плотности.

Среднее значение плотности по кондиционным пробам в стандартных условиях составляет 0,8455 г/см³, кинематическая вязкость нефти при 20⁰С и 50⁰С - соответственно 12,55 мм²/с и 5,98 мм²/с. Содержание серы – 0,38 % масс., парафина – 2,75% масс., смол – 7,77% масс., асфальтенов – 0,62 % масс. Температура застывания минус 29⁰С. Температура начала кипения нефти составляет 74⁰С. Выход светлых фракций, выкипающих до 300⁰С, составляет 47,0% **об.**

Нефть легкая, малосернистая, смолистая, парафинистая.

Залежь IIIA-J₂ представлена 3 пробами из скважин 51, 61, 66.

Плотность нефти при 20°C составила 0,8411 г/см³, кинематическая вязкость при 20°C – 10,90 мм²/с, при 50°C – 5,42 мм²/с. Содержание компонентов: серы – 0,37% масс., парафина – 5,16 % масс., смол – 7,20% масс., асфальтенов – 0,50% масс. Температура застывания минус 11°C. Температура начала кипения 58°C, до 300°C выкипает 49,0% фракций **об.** По значению плотности и фракционному составу нефть классифицируется как легкая, по содержанию серы она относится к малосернистым, по содержанию смол – к смолистым, а по содержанию парафина – к парафинистым.

Залежь ИБ-J₂ представлена 7-мью пробами из скважин 15, 37, 47, 61. Все пробы кондиционные. Плотность нефти составила 0,8446 г/см³, кинематическая вязкость при 20°C – 12,53 мм²/с, при 50°C – 5,05 мм²/с. Содержание компонентов: серы – 0,38% масс., парафина – 2,82% масс., смол 8,31% масс., асфальтенов – 0,68 % масс. Температура застывания минус 23°C. Температура начала кипения 91°C, до 300°C выкипает 45,0% фракций объемных.

Нефть легкая, малосернистая, смолистая, парафинистая.

Залежь I-T представлена 3 пробами из скважин 23, 32, 66. Среднее значение плотности по пробам в стандартных условиях составляет 0,8601 г/см³, кинематическая вязкость нефти при 20°C и 50°C - соответственно 26,77 мм²/с и 9,78 мм²/с. Содержание серы – 0,42 % масс., парафина – 4,86% масс., смол – 7,22% масс., асфальтенов – 0,82 %масс. Температура застывания минус 27°C. Температура начала кипения нефти составляет 111°C. Выход светлых фракций, выкипающих до 300°C, составляет 39,0% **об.**

По результатам анализа нефть относится к средним, малосернистым, смолистым, парафинистым.

Залежь II-T охвачена наибольшим количеством проб (36 анализов).

Результаты исследований 4 проб из скважины 12 отбракованы из-за завышенных значений плотности, отличающихся от остальных проб залежей.

Среднее значение плотности по кондиционным пробам в стандартных условиях составляет 0,8485 г/см³, кинематическая вязкость нефти при 20°C и 50°C - соответственно 17,39 мм²/с и 6,13 мм²/с. Содержание серы – 0,80 % масс., парафина – 2,51% масс., смол – 8,90% масс., асфальтенов – 2,0 %масс. Температура застывания минус 13°C. Температура начала кипения нефти составляет 67°C. Выход светлых фракций, выкипающих до 300°C, составляет 47,0% **об.**

Нефть легкая, малосернистая, смолистая, парафинистая.

Залежь III-T представлена 9-ю пробами из скважин 2, 10, 33, из них две пробы отбракованы в связи с повышенными значениями плотности. Плотность нефти составила

0,8467 г/см³, кинематическая вязкость при 20°С – 13,55 мм²/с, при 50°С – 5,77 мм²/с. Содержание компонентов: серы – 0,7% масс., парафина – 2,7% масс., смол – 8,2% масс., асфальтенов – 2,5% масс. Температура застывания минус 13°С. Температура начала кипения 72°С, до 300°С выкипает 47% об. фракций.

Нефть легкая, малосернистая, смолистая, парафинистая.

2.3.3 Состав и свойства растворенного в нефти газа

Исследованиям подвергался газ однократного разгазирования глубинных проб нефти.

На проектную дату из II-J₂ горизонта отобрано и изучено пять проб попутного газа по скважинам 10, 15, 24, из ШБ-J₂ горизонта пять проб из скважин 15, 61, со горизонта II-T 7 проб из скважин 7, 22 и 23, а из горизонта III-T одна проба из скважины 2. Из общего количества проб 7 проб признаны некондиционными.

Газ контактного разгазирования нефти изучен по пяти пробам из II-J₂ (по скважинам 10, 15, 24), по четырем пробам из ШБ-J₂ горизонта (по скважинам 15, 61), по пяти пробам из II-T горизонта (по скважинам 7, 23, 22), а по III-T горизонту охарактеризован лишь по одной пробе из скважины 2. Из перечисленных проб восемь проб отбракованы.

Компонентный состав газа глубинной нефти определен по тем же продуктивным горизонтам: II-J₂, ШБ-J₂ и II-T, соответственно по 5 пробам (скважины 10, 15, 24), по 2 пробам (скважина 61) и 6 пробам (скважины 7, 23, 22) соответственно. Пробы, отобранные по скважинам 15 и 24 являются некондиционными и отбракованы, так как не отображают истинных значений в виду небольшой глубины отбора 1000 м и резко отличаются от проб, отобранных ранее. Пробы со скважин 22 и 23 также отбракованы, в пробах отмечаются повышенные содержания этана, значительно превышающие значения в других скважинах.

Среднее содержание метана в попутном газе по результатам 11 проб по горизонтам соответственно составило 51,65% (II-J₂), 43,41 (ШБ-J₂), 43,55% (II-T) и 74,93% (III-T), этана – 20,79% (II-J₂), 20,84 (ШБ-J₂), 8,52% (II-T), 3,84% (III-T), пропана – 13,67% (II-J₂), 14,83 (ШБ-J₂), 14,36% (II-T), 1,57% (III-T). Содержание гомологов выше C₄H₁₀ по пробам составляет 10,27% (II-J₂), 14,67% (ШБ-J₂), 23,24% (II-T) и 1,55% (III-T) соответственно. Максимальное среднее содержание азота и углекислого газа достигает соответственно 16,2% и 1,76 по горизонту III-T, сероводород в газе отсутствует.

Газ контактного разгазирования глубинной пробы нефти отобран по тем же скважинам. По скважине 2 газ контактного разгазирования содержит 12,88% азота, 1,99% углекислого газа, при этом удельный вес – 1,2282 г/см³. Газ контактного разгазирования жирный, тяжелый.

Компонентный состав газа в глубинной пробе характеризуется средним содержанием метана по горизонтам от 7,52% (II-T) до 11,18% (II-J₂) углеводородов пропановых фракций от 3,18 % (II-J₂) до 3,4 % (II-T), гексановых – от 0,26% (II-J₂) до 2,85% (ШБ-J₂). Содержание этана для залежи II - среднеюрского горизонта равно в среднем 5,41%, по II-триасовому – 1,85 % моль. Содержание углекислого газа невысокое (0,04-0,2%), сероводород отсутствует.

В целом, нефтяной газ месторождения можно характеризовать, как метановый с высоким потенциалом пропан-гексановых фракций.

Результаты анализов состава проб растворенного газа приводятся ниже, в таблице 2.3.3.1.

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

№пп	Наименование		I-J ₂				II-J ₂				III-A-J ₂			
			Количество ис- следованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество ис- следованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество ис- следованных		Диапазон из- менения	Среднее значение
			скв-н	проб			скв-н	проб			скв-н	проб		
1	Вязкость динамическая, мПа*с при 20 °С (расчетная)		1	2	8,16-10,35	9,25	11	20	7,98-15,29	11,32	3	3	8,73-9,47	9,15
2	Вязкость кинематическая, мм ² /с при 20 °С		1	2	9,66-12,30	10,98	11	20	9,56-17,90	12,55	3	3	10,41-11,28	10,90
3	50 °С		1	1	-	5,50	11	20	4,66-7,32	5,98	3	3	4,55-6,22	5,42
4	Плотность при 20 °С, кг/м ³		1	2	841,4-844,5	843,0	11	20	834,6-855,3	845,5	3	3	838,3-845,4	841,1
5	Температура застывания, °С		1	1	-	-29	11	20	от -7 до -40	-29	3	3	от -25 до +3	-11
6	Массовое со- держание, %	Серы	1	1	-	0,39	11	20	0,26-0,82	0,38	3	3	0,34-0,39	0,37
7		Смол силикагеле- вых	-	-	-	-	10	16	3,85-11,47	7,77	3	3	6,72-7,80	7,20
8		Асфальтенов	-	-	-	-	10	15	0,14-3,52	0,62	3	3	0,18-1,04	0,50
9		Парафинов	-	-	-	-	10	17	0,88-8,18	2,75	3	3	1,20-7,99	5,16
10	Объемный вы- ход фракций, %	н.к.	1	1	-	65	11	20	48-113	74	3	3	55-60	58
11		до 100 °С	1	1	-	4,5	10	19	0-10,0	4,0	3	3	6,0-9,0	8,0
12		до 150 °С	1	1	-	16	11	20	8,0-20,0	14,0	3	3	15,0-21,0	18,7
13		до 200 °С	1	1	-	25	11	20	20,0-31,0	24,0	3	3	23,0-31,0	28,3
14		до 300 °С	1	1	-	47	11	20	43,0-58,0	47,0	3	3	44,0-52,0	49,0

Продолжение таблицы 2.3.2.1

№пп	III-B-J ₂				I-T				II-T				III-T			
	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	проб			скв	проб			скв	проб			скв	проб		
1	4	7	7,98-12,92	10,59	3	3	13,13-42,92	23,21	16	32	7,92-28,14	14,69	3	5	10,14-13,92	11,42
2	4	7	9,56-15,16	12,53	3	3	15,49-48,93	26,67	16	32	9,50-32,74	17,39	3	5	12,11-16,3	13,55
3	4	7	3,07-6,40	5,05	3	3	6,56-15,41	9,78	16	32	4,30-9,09	6,13	3	7	5,19-6,80	5,77
4	4	7	834,6-852,0	844,6	3	3	847,6-877,2	860,1	16	32	832,3-862,0	848,5	3	6	837,5-854,0	846,7
5	4	7	от -20 до -40	-23	3	3	от -25 до -30	-27	16	32	от -40 до 2	-13	3	6	от -35 до -5	-13
6	4	7	0,26-0,42	0,38	3	3	0,39-0,47	0,42	16	32	0,19-2,19	0,80	3	5	0,2-0,98	0,7
7	4	7	5,66-11,47	8,31	3	3	6,31-9,0	7,22	15	28	1,1-11,54	8,90	3	5	5,2-10,39	8,2
8	4	7	0,41-1,98	0,68	3	3	0,28-1,29	0,82	15	28	0,36-4,46	2,00	3	5	1,40-3,24	2,5
9	4	7	1,10-4,12	2,82	3	3	0,82-7,67	4,86	16	28	0,86-8,17	2,51	3	4	1,98-3,2	2,7
10	4	7	50-127	91	3	3	68-166	111	16	26	40-105	67	3	5	50-100	72
11	4	7	0-8	3,0	1	1	-	8,0	16	25	1,0-10,0	5,60	3	5	1,0-9,0	6,0
12	4	7	10-18	10,0	2	2	8,0-17,0	13,0	16	25	5,0-21,0	14,34	3	5	10,0-17,0	14,0
13	4	7	16-30	21,0	3	3	4,5-30,0	22,0	16	26	10,0-31,0	24,39	3	5	21,0-27,0	25,0
14	4	7	40-55	45,0	3	3	33,0-50,0	39,0	16	26	29,0-58,0	47,0	3	5	44,0-48,0	47,0

Таблица 2.3.3.1– Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти

Компоненты	II-J ₂			IIIБ-J ₂			II-Т			III-Т		
	Газ однократного разгазирования	Нефть разгазированная	Пластовая нефть	Газ однократного разгазирования	Нефть разгазированная	Пластовая нефть	Газ однократного разгазирования	Нефть разгазированная	Пластовая нефть	Газ однократного разгазирования	Нефть разгазированная	Пластовая нефть
Сероводород	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс	-
Углекислый газ	0,11	-	0,04	0,47	отс	0,08	0,76	-	0,18	1,76	1,99	-
Азот+редкие	3,54	-	1,04	5,77	отс	1,38	13,09	-	1,14	16,20	12,88	-
в т.ч. гелий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Метан	51,65	-	11,18	43,41	отс	8,85	43,55	-	7,52	74,93	47,25	-
Этан	20,79	-	5,41	20,84	отс	5,26	8,52	-	1,85	3,84	6,74	-
Пропан	13,67	0,05	3,18	14,83	0,13	3,33	14,36	0,09	3,40	1,57	9,29	-
изо-Бутан	6,81	0,13	1,45	2,51	0,19	0,81	3,48	0,11	0,94	0,30	2,27	-
н-Бутан			1,28	5,44	0,67	1,48	10,16	0,82	2,59	0,70	7,09	-
изо-Пентан	2,40	0,34	0,61	2,89	1,04	1,41	3,79	1,94	1,40	0,24	3,59	-
н-Пентан			0,40	2,44	1,50	1,54	3,24	2,63	1,18	0,22	3,8	-
Гексаны	0,97	0,52	0,26	1,31	3,50	2,85	2,47	8,32	1,80	0,09	1,49	-
Гептаны	0,09	0,54	0,16	0,08	4,95	3,97	0,10	-	-	-	-	-
Остаток (C ₈ +высшие)	-	98,46	76,42	-	88,01	69,06	-	-	77,34	-	-	-
Молекулярная масса	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Молекулярная масса остатка	-	236	-	-	228	-	-	-	-	-	-	-
Плотность	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- газа, кг/м ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- газа относительная (по воздуху), д. ед.	1,004	-	-	1,091	-	-	1,450	-	-	-	-	-
- нефти, кг/м ³	-	842,5	747,1	-	844,2	778,8	-	-	806,0	-	848,5	806,5

2.3.4 Состав пластовых вод

Месторождение Кокарна Восточная расположено в пределах юго-восточной части Прикаспийского артезианского бассейна. Гидрогеологический разрез месторождения слагают водоносные образования от современных до пермотриасовых. По стратиграфической приуроченности отложений на рассматриваемой территории выделяются верхнеальбский, валанжинский, ниже- и среднеюрский пермотриасовые водоносные комплексы.

Всего по месторождению было отобрано и проанализировано 42 пробы воды из 22 скважин, из продуктивной толщи отобрано 36 проб из 20 скважин. Интервалы отбора проб соответствовали горизонтам I-J₂, II-J₂, IIIA-J₂, IIIB-J₂, I-T, II-T, III-T (таблица 2.3.4.1).

После выполнения Проекта разработки по состоянию на 01.01.2023 г. дополнительно было отобрано 5 поверхностных проб воды из скважин 2 (I-J₂), 16 (I-J₂), 40 (II-J₂), 63 (II-T), 66 (IIIA-J₂) и 1 проба закачиваемой воды из ППД, отобранные в 2023-2024 гг.

Пластовые воды среднеюрских горизонтов I-J₂, II-J₂, IIIA-J₂ и IIIB-J₂ по классификации Сулина относятся к рассолам хлоркальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы, по характеристике Пальмера – соленые, жесткие, III класса. Воды отличаются сравнительно низкой метаморфизованностью, коэффициенты Na/Cl составляют 0,90-0,94. Пластовая вода горизонта I-J₂ по данным анализов высокосульфатная, по горизонту II-J₂ количество сульфатов более низкое, а по горизонту IIIB-J₂ их содержание незначительно. Минерализация в среднем составила от 214,7 г/л до 248,0 г/л, плотность – от 1159,8 кг/м³ до 1175,0 кг/м³.

Пластовые воды триасовых горизонтов I-T, II-T и III-T по составу и классификации совпадают с водами среднеюрских горизонтов, при этом содержания сульфатов по пробам колеблются в широких пределах. Воды триаса так же являются слабометаморфизованными (коэффициенты метаморфизации Na/Cl – 0,86-0,92). Общая минерализация составила: по горизонту I-T – 211,8 г/л, по II-T – 217,8 г/л и по III-T – 226,74 г/л. Плотность по горизонтам – от 1610,0 кг/м³ до 1170,0 кг/м³.

Таблица 2.3.4.1 – Состав пластовых вод

Содержание ионов, г/л	I-J ₂				II-J ₂				III-A-J ₂				III-B-J ₂			
	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.	проб			скв	проб			скв	проб			скв	проб		
Cl ⁻	4	5	129,24-150,75	143,16	9	13	126,58-153,72	143,5	2	2	123,43-151,93	137,68	1	1	-	131
SO ₄ ⁻	4	5	0,02-2,38	0,59	8	8	0,03-3,87	0,78	2	2	0,009-0,014	0,01	1	1	-	0,2
HCO ₃ ⁻	4	5	0,01-0,24	0,07	9	13	0,02-0,76	0,17	2	2	0,06-0,09	0,08	1	1	-	0,1
Ca ²⁺	4	5	4,11-9,9	5,85	9	13	1,45-4,66	3,88	2	2	3,59-3,86	3,72	1	1	-	3,4
Mg ²⁺	4	5	1,69-3,29	2,14	9	13	1,67-2,44	1,98	2	2	1,6-2,40	2,05	1	1	-	1,3
Na ⁺ K ⁺	4	5	76,38-87,34	82,42	9	13	75,14-91,40	85,19	2	2	72,75-89,64	81,19	1	1	-	78,7
pH	4	5	3,7-5,4	4,6	9	13	5,05-7,80	5,96	2	2	5,83-6,20	6,0	1	1	-	-

Продолжение таблицы 2.3.4.1

Содержание ионов, моль/м ³ и примесей, г/м ³	I-T				II-T				III-T			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб		
Cl ⁻	1	1	-	129,63	11	11	122,25-153,72	133,02	1	1	-	139,12
SO ₄ ⁻	1	1	-	0,018	11	11	отс-0,76	0,40	1	1	-	следы
HCO ₃ ⁻	1	1	-	0,07	11	11	0,04-3,0	0,35	1	1	-	0,15
Ca ²⁺	1	1	-	1,52	11	11	3,97-9,71	5,40	1	1	-	7,72
Mg ²⁺	1	1	-	2,01	11	11	0,8-3,0	1,91	1	1	-	1,89
Na ⁺ K ⁺	1	1	-	78,55	11	11	66,53-90,54	76,99	1	1	-	77,87
pH	1	1	-	6,58	11	11	5,8-7,8	6,09	1	1	-	13,7

2.4 Физико-гидродинамические характеристики продуктивных горизонтов

Для физико-гидродинамической характеристики коллекторов по результатам изучения керна были использованы связь проницаемость-пористость, коэффициент вытеснения нефти, относительная фазовая проницаемости в системе нефть-вода, остаточная водонасыщенность от пористости и проницаемости.

Проницаемость-пористость.

Представление о проницаемости коллекторов юрских и триасовых отложений месторождения Восточная Кокарна дает рисунок 2.4.1, где приведены сопоставления пористости от проницаемости, полученные на собственном керне месторождения.

Тренды связей $K_{пр}=f(K_{п})$ для горизонтов юры и триаса близкие и имеют высокие коэффициенты аппроксимации. Общее уравнение связи имеет вид $K_{пр}=0,0005e^{54,513K_{п}}$, $R^2=0,9118$.

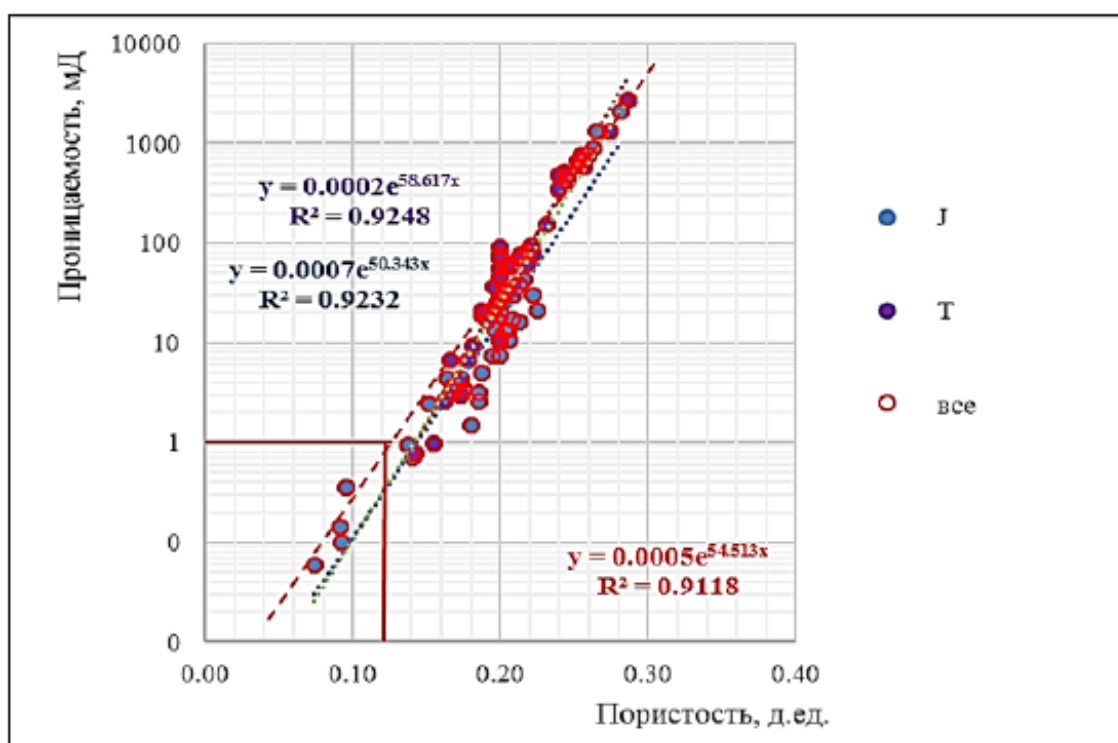


Рисунок 2.4.1 - Сопоставление проницаемости с пористостью по месторождению Кокарна Восточная

Из рисунка 2.4.1 следует, что при пористости выше 30%, проницаемость может достигать несколько десятков мД.

Относительные фазовые проницаемости, коэффициент вытеснения

На керне скв.36 были получены кривые относительных фазовых проницаемостей ОФП (на 2 образцах) и коэффициент вытеснения нефти водой (на 2 образцах), откуда величина водонасыщенности K_v при равнозначных потоках воды и нефти (через породу с $K_{п}=19,6-20,5\%$ и проницаемостью 20-70 мД) равна $K_v=0,65$ д.ед. ($K_{нг}=0,35$ д.ед.).

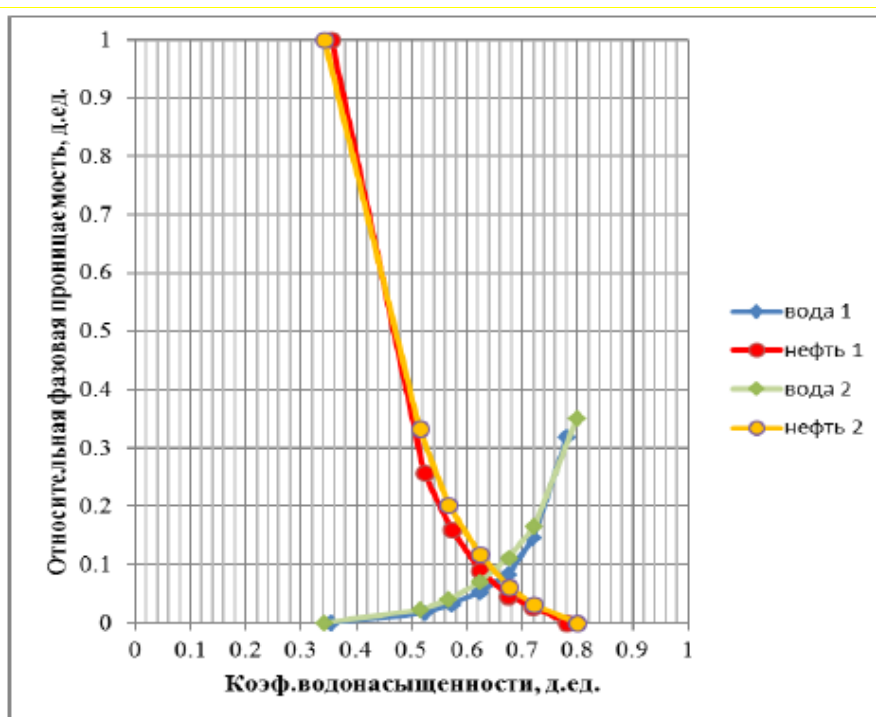


Рисунок 2.4.2 - Кривые ОФП

Величина Квыт, определенного на керне скважины 66, равна 0,78 д.ед. (обр.17, гл.2316,89м), 0,85 д.ед. (обр.39, гл.2500,46м), 0,78 д.ед. (обр.50, гл.2585,4м).

Остаточная водонасыщенность от пористости и проницаемости

На 9 образцах керна скважины 66 были получены связи остаточной водонасыщенности от пористости и проницаемости.

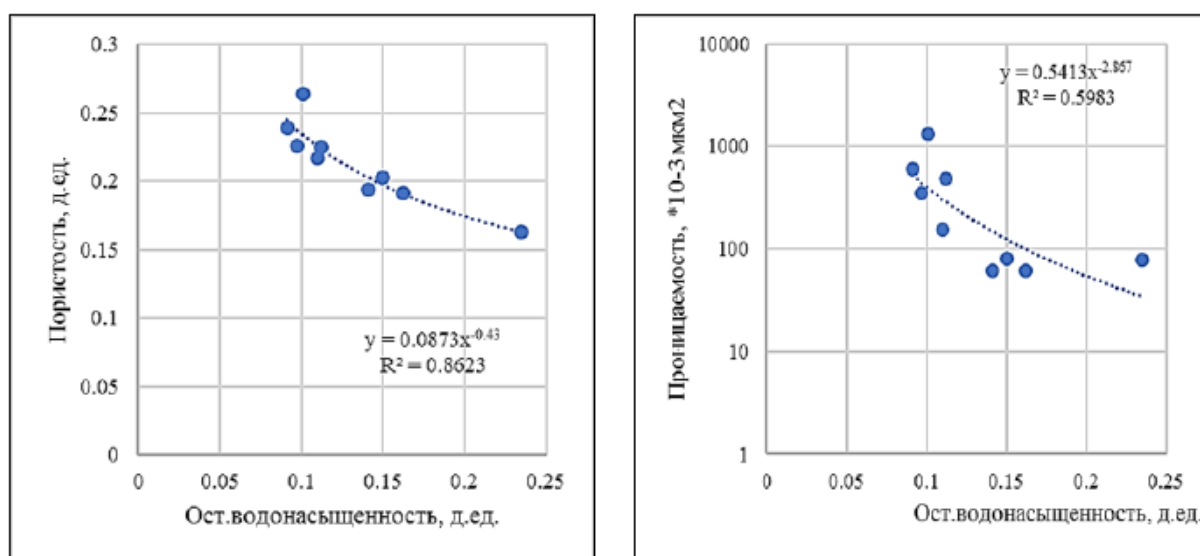


Рисунок 2.4.3 – Связь остаточной водонасыщенности от пористости и проницаемости

Уравнения связей имеют вид:

$$K_{\text{П}} = 0,0873 * K_{\text{Во}}^{-0,43} \quad (R^2 = 0,8623)$$

$$K_{\text{Пр}} = 0,5413 * K_{\text{Во}}^{-0,2867} \quad (R^2 = 0,5983)$$

2.5 Запасы нефти и растворенного газа

В 2011 году на основании переинтерпретации сейсмике 3Д и интерпретации материалов ГИС 39 скважин выполнен «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кокарна Восточная» (протокол ГКЗ РК №1118-11-У от 10.11.2011 г.).

Всего по месторождению в пределах контрактной территории геологические / извлекаемые запасы нефти по промышленным категориям В+С₁ составили 5203 /1973 тыс.т., по категории С₂ – 2032 / 463 тыс.т.

Геологические / извлекаемые запасы растворенного газа по категориям В+С₁ составили 126,0 / 48,5 млн. м³, по категории С₂ – 44,0 / 13,95 млн. м³.

За пределами контрактной территории геологические / извлекаемые запасы нефти категории С₂ составили 65 /11 тыс.т., растворенного газа 2,0 /0,2 млн. м³.

В 2015 году по результатам бурения 47 скважины был составлен «Пересчет запасов нефти и растворенного газа среднеюрских залежей месторождения Кокарна Восточная» (по состоянию 01.11.2014 г.) (Протокол ГКЗ РК №1577-15-У от 14.07.2015 г.).

В результате пересчета геологические / извлекаемые запасы нефти и растворенного газа по юрским горизонтам, составили по категории В 546 /223 тыс. т. и 11,0/4,5 млн. м³, по категории С₁ – 1545 /543 тыс. т и 30,1 /10,7 млн. м³ и по категории С₂ – 450 / 96 тыс. т и 7,3/1,5 млн. м³ соответственно.

Запасы по триасовым горизонтам остались без изменения и согласно Протоколу ГКЗ РК №1118-11-У от 10 ноября 2011 г. геологические / извлекаемые запасы нефти и растворенного газа составили по категории В – 3242 /1289 тыс. т. и 84,0 /33,0 млн.м³, по категории С₁ – 998 / 334 тыс.т и 23,0 / 8,5 млн. м³, по категории С₂ – 723 / 171 тыс.т и 17,6 / 4,65 млн.м³.

В целом, по месторождению геологические запасы нефти и растворенного газа в результате двух работ составляли: по категории В – 3788 /1512 тыс.т и 95,0 /37,5 млн.м³, по категории С₁ – 2543 /877 тыс.т и 53,1 / 19,2 млн.м³, по категории С₂ – 1173 /267 тыс.т. и 24,9 /6,2 млн.м³.

На основании рекомендации ЦКРР РК (протокол №5/9 от 09.10.2020 г.) в 2022 году был выполнен и утвержден «Пересчет запасов нефти и растворенного газа ...» (по состоянию на 01.07.2022 г.).

На Государственном балансе РК геологические / извлекаемые запасы нефти и растворенного газа числятся в следующем количестве и по категориям (Протокол ГКЗ РК №2551-23-У от 11.05.2023 г.), из них

всего по месторождению:

нефть:

по категории В – геологические 4469 тыс.т., в том числе извлекаемые 1739 тыс.т.;
по категории С₁ – геологические 2550 тыс.т., в том числе извлекаемые 811 тыс.т.;
по категории В+С₁ – геологические 7019 тыс.т., в том числе извлекаемые 2550 тыс.т.;
по категории С₂ – геологические 701 тыс.т., в том числе извлекаемые 174 тыс.т.;

растворенный газ:

по категории В – геологические 110,0 млн. м³, в том числе извлекаемые 42,9 млн. м³;
по категории С₁ – геологические 55,7 млн. м³, в том числе извлекаемые 17,5 млн. м³;
по категории В+С₁ – геологические 165,7 млн. м³, в том числе извлекаемые 60,4 млн.

м³;

по категории С₂ – геологические 13,9 млн. м³, в том числе извлекаемые 3,1 млн. м³;
в пределах контрактной территории АО «Матен Петролеум»

по категории В – геологические 4469 тыс.т., в том числе извлекаемые 1739 тыс.т.;
по категории С₁ – геологические 2536 тыс.т., в том числе извлекаемые 806 тыс.т.;
по категории В+С₁ – геологические 7005 тыс.т., в том числе извлекаемые 2545 тыс.т.;
по категории С₂ – геологические 692 тыс.т., в том числе извлекаемые 172 тыс.т.;

растворенный газ:

по категории В – геологические 110,0 млн. м³, в том числе извлекаемые 42,9 млн. м³;
по категории С₁ – геологические 55,4 млн. м³, в том числе извлекаемые 17,4 млн. м³;
по категории В+С₁ – геологические 165,4 млн. м³, в том числе извлекаемые 60,3 млн.

м³;

по категории С₂ – геологические 13,8 млн. м³, в том числе извлекаемые 3,1 млн. м³;
за пределами контрактной территорией АО «Матен Петролеум»

по категории С₁ – геологические 14 тыс.т., в том числе извлекаемые 5 тыс.т.;
по категории С₂ – геологические 9 тыс.т., в том числе извлекаемые 2 тыс.т.;

растворенный газ:

по категории С₁ – геологические 0,3 млн. м³, в том числе извлекаемые 0,1 млн. м³;
по категории С₂ – геологические 0,1 млн. м³, в том числе извлекаемые 0,0 млн. м³.

Геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа представлены в таблице 2.5.1, запасы парафина и серы представлены соответственно в таблицах 2.5.2 и 2.5.3.

Таблица 2.5.1 – Подсчет запасов нефти и растворенного газа

Таблица 2.3.1 – Подсчёт запасов нефти и растворённого газа															
Горизонт, залежь	Местоположение	Зона насыщения	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс. м²	Средне-взвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Пористость, д. ед.	Нефтенасыщенность, д. ед.	Плотность нефти, т/м³	Пересчётный коэффициент, д.ед.	Геологические запасы нефти, тыс.т	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти тыс.т	Газосодержание, м³/т	Начальные запасы раств.газа, млн.м³	
														геологические	извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Юрские горизонты															
I-J₂	р-н скв.8, 54 в пределах контрактной территории	ЧНЗ	C₂	166	2,0	0,18	0,50	0,843	0,917	24	0,323	8	11,60	0,3	0,1
		ВНЗ		305	1,3	0,18	0,50	0,843	0,917	28	0,293	8	11,60	0,3	0,1
		Итого	C₂	471	1,6					52		16		0,6	0,2
	р-н скв.8, 54 за пределами контрактной территории	ЧНЗ	C₂	7	2,0	0,18	0,50	0,843	0,917	1	0,323	0	11,60	0,0	0,0
		ВНЗ		79	1,5	0,18	0,50	0,843	0,917	8	0,293	2	11,60	0,1	0,0
		Итого	C₂	86	1,5					9		2		0,1	0,0
	р-н скв. 10	ВНЗ	C₂	43	0,5	0,16	0,43	0,843	0,917	1,0	0,293	0	11,60	0,0	0,0
		Итого	C₂	43	0,5					1,0		0		0,0	0,0
	р-н скв. 22, 46	ЧНЗ	C₂	28	3,4	0,19	0,48	0,843	0,917	7	0,323	2	11,60	0,1	0,0
		ВНЗ		123	1,4	0,19	0,48	0,843	0,917	12	0,293	4	11,60	0,1	0,0
		Итого	C₂	151	1,8					19		6		0,2	0,0
	р-н скв. 2, 24...	ЧНЗ	C₂	166	2,0	0,17	0,48	0,843	0,917	21	0,323	7	11,60	0,2	0,1
		ВНЗ		130	1,4	0,17	0,48	0,843	0,917	12	0,293	4	11,60	0,1	0,0
		Итого	C₂	296	1,8					33		11		0,3	0,1
Итого по I-J₂, в т.ч.			C₂	1047	1,6					114		35		1,2	0,3
в пределах контрактной территории			C₂	961	1,6					105		33		1,1	0,3
за пределами контрактной территории			C₂	86	1,5					9		2		0,1	0,0
II-J₂	центральный р-н в пределах контрактной территории	ЧНЗ	B	969	6,1	0,18	0,53	0,844	0,874	413	0,431	178	20,18	8,3	3,6
		ВНЗ		824	5,1	0,18	0,53	0,844	0,874	297	0,391	116	20,18	6,0	2,3
		Итого	B	1793	5,6					710		294		14,3	5,9
		ЧНЗ	C₁	431	5,8	0,18	0,53	0,844	0,874	177	0,431	76	20,18	3,6	1,5
		ВНЗ		2038	3,3	0,18	0,53	0,844	0,874	470	0,391	184	20,18	9,5	3,7
		Итого	C₁	2469	3,7					647		260		13,1	5,2

Продолжение таблицы 2.5.1

Продолжение таблицы 2.1															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
II-J ₂	центральный район за пределами контрактной территории	ВНЗ	C ₁	47	1,0	0,18	0,53	0,844	0,874	3,0	0,391	1	20,18	0,1	0,0
		Итого	C ₁	47	1,0					3,0		1		0,1	0,0
	р-н скв. 8, 54 в пределах контрактной территории	ЧНЗ	C ₁	66	9,1	0,19	0,50	0,844	0,874	42	0,431	18	20,18	0,8	0,4
		ВНЗ		460	4,2	0,19	0,50	0,844	0,874	136	0,391	53	20,18	2,7	1,1
	р-н скв. 8, 54 за пределами контрактной территории	Итого	C ₁	526	4,8					178		71		3,5	1,5
		ВНЗ	C ₁	160	1,0	0,19	0,50	0,844	0,874	11	0,391	4	20,18	0,2	0,1
Итого по II-J ₂ , в т.ч.			В	1793	5,6					710		294		14,3	5,9
			C ₁	3202	3,7					839		336		16,9	6,8
в пределах контрактной территории			В	1793	5,6					710		294		14,3	5,9
			C ₁	2995	3,9					825		331		16,6	6,7
			В+С ₁						1535	0,407	625		30,9	12,6	
за пределами контрактной территории			C ₁	207	1,0					14	0,357	5		0,3	0,1
IIIА-J ₂	р-н скв. 44	ВНЗ	C ₂	130	1,9	0,24	0,62	0,845	0,909	29	0,215	6	19,14	0,6	0,1
		Итого	C ₂	130	1,9					29		6		0,6	0,1
	р-н скв. 60, 24, ...	ВНЗ	C ₁	340	3,4	0,21	0,55	0,845	0,909	101	0,286	29	19,14	1,9	0,6
		Итого	C ₁	340	3,4					101		29		1,9	0,6
		ВНЗ	C ₂	693	3,1	0,21	0,55	0,845	0,909	192	0,215	41	19,14	3,7	0,8
		Итого	C ₂	693	3,1					192		41		3,7	0,8
Итого по IIIА-J ₂			C ₁	340	3,4					101		29		1,9	0,6
			C ₂	823	2,9					221		47		4,3	0,9
IIIБ-J ₂		ЧНЗ	В	146	6,1	0,20	0,52	0,843	0,909	71	0,246	17	19,14	1,4	0,3
		ВНЗ		480	4,3	0,20	0,52	0,843	0,909	166	0,286	47	19,14	3,2	0,9
		Итого	В	626	4,7					237		64		4,6	1,2
		ЧНЗ	C ₁	94	6,4	0,20	0,52	0,843	0,909	48	0,246	12	19,14	0,9	0,2
		ВНЗ		1589	3,1	0,20	0,52	0,843	0,909	391	0,286	112	19,14	7,5	2,1
		Итого	C ₁	1683	3,3					439		124		8,4	2,3
Итого по IIIБ-J ₂			В	626	4,7					237		64		4,6	1,2
			C ₁	1683	3,3					439		124		8,4	2,3
			В+С ₁						676	0,278	188		13,0	3,5	

Продолжение таблицы 2.5.1

Продолжение таблицы 2.3.1															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Триасовые горизонты															
I-T		ВНЗ	C ₁	756	6,3	0,18	0,48	0,862	0,916	327	0,120	39	25,88	8,5	1,0
		Итого	C ₁	756	6,3					327		39		8,5	1,0
		ВНЗ	C ₂	250	2,1	0,18	0,48	0,862	0,916	35	0,090	3	25,88	0,9	0,1
		Итого	C ₂	250	2,1					35		3		0,9	0,1
Итого по I-T			C ₁	756	6,3					327	0,119	39		8,5	1,0
			C ₂	250	2,1					35		3		0,9	0,1
II-T		ЧНЗ	B	327	18,9	0,19	0,59	0,848	0,916	539	0,393	212	25,88	13,9	5,5
		ВНЗ		2718	12,6	0,19	0,59	0,848	0,916	2983	0,392	1169	25,88	77,2	30,3
		Итого	B	3045	13,3					3522		1381		91,1	35,8
		ВНЗ	C ₁	1312	4,2	0,19	0,59	0,848	0,916	483	0,392	189	25,88	12,5	4,9
		Итого	C ₁	1312	4,2					483		189		12,5	4,9
		ВНЗ	C ₂	838	2,2	0,19	0,59	0,848	0,916	158	0,294	46	25,88	4,1	1,2
		Итого	C ₂	838	2,2					158		46		4,1	1,2
Итого по II-T			B	3045	13,3					3522	0,392	1381		91,1	35,8
			C ₁	1312	4,2					483	0,391	189		12,5	4,9
			B+C ₁							4005	0,392	1570		103,6	40,7
			C ₂	838	2,2					158	0,291	46		4,1	1,2
III-T	р-н скв 45	ЧНЗ	C ₂	82	1,7	0,16	0,43	0,847	0,820	7	0,205	1	20,7	0,1	0,0
		Итого	C ₂	82	1,7					7		1		0,1	0,0
	р-н скв 32, 46	ЧНЗ	C ₂	105	1,5	0,15	0,46	0,847	0,820	8	0,205	2	20,7	0,2	0,0
		Итого	C ₂	105	1,5					8		2		0,2	0,0
	р-н скв 60, 61	ЧНЗ	C ₂	51	2,0	0,17	0,56	0,847	0,820	7	0,205	1	20,7	0,1	0,0
		Итого	C ₂	51	2,0					7		1		0,1	0,0
	р-н скв 33, 15	ЧНЗ	C ₁	1296	3,9	0,17	0,51	0,847	0,820	304	0,273	83	20,7	6,3	1,7
		ВНЗ		381	2,5	0,17	0,51	0,847	0,820	57	0,195	11	20,7	1,2	0,2
		Итого	C ₁	1677	3,6					361		94		7,5	1,9
		ЧНЗ	C ₂	120	3,5	0,17	0,51	0,847	0,820	25	0,205	5	20,7	0,5	0,1
ВНЗ		396		1,1	0,17	0,51	0,847	0,820	25	0,146	4	20,7	0,5	0,1	
Итого		C ₂	516	1,6					50		9		1,0	0,2	
Итого по III-T			C ₁	1677	3,6					361	0,260	94		7,5	1,9
			C ₂	754	1,6					72		13		1,4	0,2
IV-T	р-н скв 46	ЧНЗ	C ₂	16	4,9	0,16	0,55	0,847	0,820	5	0,295	1	20,7	0,1	0,0
		ВНЗ		135	2,8	0,16	0,55	0,847	0,820	23	0,294	7	20,7	0,5	0,1
		Итого	C ₂	151	3,0					28		8		0,6	0,1

Продолжение таблицы 2.5.1

Продолжение таблицы 2.5.1																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
IV-T	р-н скв 36, 59	ЧНЗ	C ₂	52	4,8	0,19	0,61	0,847	0,820	20	0,295	6	20,7	0,4	0,1	
		ВНЗ		86	3,3	0,19	0,61	0,847	0,820	23	0,294	7	20,7	0,5	0,1	
		Итого	C ₂	138	3,9					43		13		0,9	0,2	
	р-н скв 61	ЧНЗ	C ₂	6	0,8	0,14	0,58	0,847	0,820	0	0,295	0	20,7	0,0	0,0	
		ВНЗ		12	0,8	0,14	0,58	0,847	0,820	1	0,294	0	20,7	0,0	0,0	
		Итого	C ₂	18	0,8					1		0		0,0	0,0	
	р-н скв 53	ЧНЗ	C ₂	10	1,4	0,18	0,59	0,847	0,820	1	0,295	0	20,7	0,0	0,0	
		ВНЗ		13	1,4	0,18	0,59	0,847	0,820	1	0,294	0	20,7	0,0	0,0	
		Итого	C ₂	23	1,4					2		0		0,0	0,0	
	р-н скв 42, 51, 62	ЧНЗ	C ₂	80	2,5	0,18	0,49	0,847	0,820	12	0,295	4	20,7	0,2	0,1	
		ВНЗ		37	2,8	0,18	0,49	0,847	0,820	6	0,294	2	20,7	0,1	0,0	
		Итого	C ₂	117	2,6					18		6		0,3	0,1	
Итого по IV-T			C ₂	447	3,0					92		27		1,8	0,4	
V-T	р-н скв. 24	ЧНЗ	C ₂	35	1,3	0,15	0,60	0,847	0,820	3	0,295	1	20,7	0,1	0,0	
		ВНЗ		95	1,1	0,15	0,60	0,847	0,820	6	0,294	2	20,7	0,1	0,0	
		Итого	C ₂	130	1,1					9		3		0,2	0,0	
Итого по V-T			C ₂	130	1,1					9		3		0,2	0,0	
Итого по юрским горизонтам, в т.ч.			B							947		358		18,9	7,1	
			C ₁								1379		489		27,2	9,7
			B+C ₁								2326		847		46,1	16,8
			C ₂								335		82		5,5	1,2
в пределах контрактной территории			B							947		358		18,9	7,1	
			C ₁								1365		484		26,9	9,6
			B+C ₁								2312		842		45,8	16,7
			C ₂								326		80		5,4	1,2
за пределами контрактной территории			C ₁							14		5		0,3	0,1	
			C ₂								9		2		0,1	0,0
Итого по триасовым горизонтам, в т.ч.			B							3522		1381		91,1	35,8	
			C ₁								1171		322		28,5	7,8
			B+C ₁								4693		1703		119,6	43,6
			C ₂								366		92		8,4	1,9

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Всего по месторождению, в т.ч.			B							4469		1739		110,0	42,9
			C ₁							2550		811		55,7	17,5
			B+C ₁							7019		2550		165,7	60,4
			C ₂							701		174		13,9	3,1
в пределах контрактной территории			B							4469		1739		110,0	42,9
			C ₁							2536		806		55,4	17,4
			B+C ₁							7005	0,363	2545		165,4	60,3
			C ₂							692		172		13,8	3,1
за пределами контрактной территории			C ₁							14		5		0,3	0,1
			C ₂							9		2		0,1	0,0

Таблица 2.5.2 – Подсчет запасов парафина в нефти

Горизонт, залежь	Местоположение	Категория запасов	Начальные запасы нефти, тыс.т		Содержание парафина, вес%	Начальные запасы парафина, тыс.т.	
			геологи-ческие	извлекаемые		геологи-ческие	извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8
Юрские горизонты							
I-J ₂	р-н скв 10	C ₂	1	0	3,61	0,04	0,0
	р-н скв 22, 46	C ₂	19	6	3,61	0,7	0,2
	р-н скв 8, 54 в пределах контрактной территории	C ₂	52	16	3,61	1,9	0,6
	р-н скв 8, 54 за пределами контрактной территории	C ₂	9	2	3,61	0,3	0,1
	р-н скв 2, 24, 52	C ₂	33	11	3,61	1,2	0,4
Итого по I-J ₂ , в том числе		C ₂	114	35		4,1	1,3
в пределах контрактной территории		C ₂	105	33		3,8	1,2
за пределами контрактной территории		C ₂	9	2		0,3	0,1
II-J ₂	центральный район в пределах контрактной территории	B	710	294	3,61	25,6	10,6
		C ₁	647	260	3,61	23,4	9,4
	центральный район за пределами контрактной территории	C ₁	3	1	3,61	0,1	0,0
	р-н 8,54 в пределах контрактной территории	C ₁	178	71	3,61	6,4	2,6
	р-н 8,54 за пределами контрактной территории	C ₁	11	4	3,61	0,4	0,1
Итого по II-J ₂ , в том числе		B	710	294		25,6	10,6
		C ₁	839	336		30,3	12,1
в пределах контрактной территории		B	710	294		25,6	10,6
		C ₁	825	331		29,8	11,9
		B+C ₁	1535	625		55	22,6
за пределами контрактной территории		C ₁	14	5		0,5	0,2
IIIА-J ₂	р-н скв 44	C ₂	29	6	7,15	2,1	0,4
	р-н скв 60,24,....	C ₁	101	29	7,15	7,2	2,1
		C ₂	192	41	7,15	13,7	2,9
Итого по IIIА-J ₂		C ₁	101	29		7,2	2,1
		C ₂	221	47		15,8	3,4
Итого по IIIБ-J ₂		B	237	64	2,76	6,5	1,8
		C ₁	439	124	2,76	12,1	3,4
		B+C ₁	676	188		18,7	5,2
Всего по юрским горизонтам		B	947	358		32,2	12
		C ₁	1379	489		49,6	17,6
		B+C ₁	2326	847		81,8	30,0
		C ₂	335	82		19,9	4,6

Продолжение таблицы 2.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8
в пределах контрактной территории		B	947	358		32,2	12
		C ₁	1365	484		49,1	17,4
		B+C ₁	2312	842		81,3	29,8
		C ₂	326	80		19,6	4,6
за пределами контрактной территории		C ₁	14	5		0,5	0,2
		C ₂	9	2		0,3	0,1
Триасовые горизонты							
I-T		C ₁	327	39	6,89	22,5	2,7
		C ₂	35	3	6,89	2,4	0,2
II-T		B	3522	1381	3,09	108,8	42,7
		C ₁	483	189	3,09	14,9	5,8
		B+C ₁	4005	1570		124	48,5
		C ₂	158	46	3,09	139	54,4
III-T		C ₁	361	94	2,70	9,7	2,5
		C ₂	72	13	2,70	1,9	0,4
IV-T		C ₂	92	27	2,70	2,5	0,7
V-T		C ₂	9	3	2,70	0,2	0,1
Всего по триасовым горизонтам		B	3522	1381		108,8	42,7
		C ₁	1171	322		47,2	11,1
		B+C ₁	4693	1703		156,0	53,7
		C ₂	366	92		145,8	55,7
Всего по месторождению		B	4469	1739		141,0	55,1
		C ₁	2550	811		96,8	28,7
		B+C ₁	7019	2550		237,8	83,7
		C ₂	701	174		165,7	60,3
в пределах контрактной территории		B	4469	1739		141,0	55,1
		C ₁	2536	806		96,3	28,5
		B+C ₁	7005	2545		237,3	83,6
		C ₂	692	172		165,4	60,3
за пределами контрактной территории		C ₁	14	5		0,5	0,2
		C ₂	9	2		0,3	0,1

Таблица 2.5.3 – Подсчет запасов серы в нефти

Горизонт, залежь	Категория запасов	Начальные запасы нефти, тыс.т		Содержание серы, вес %	Начальные запасы серы, тыс.т.	
		геологические	извлекаемые		геологические	извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7
Триасовые горизонты						
I-T	C ₁	327	39	0,43	1,4	0,2
	C ₂	35	3	0,43	0,2	0,0
II-T	B	3522	1381	0,82	28,9	11,3
	C ₁	483	189	0,82	4,0	1,6
	B+C ₁	4005	1570		32,8	12,9
	C ₂	158	46	0,82	1,3	0,4
III-T	C ₁	361	94	0,7	2,5	0,7
	C ₂	72	13	0,7	0,5	0,1
IV-T	C ₂	92	27	0,7	0,6	0,2
V-T	C ₂	9	3	0,7	0,1	0,0
Всего по триасовым горизонтам	B	3522	1381		28,9	11,3
	C ₁	1171	322		7,9	2,4
	B+C ₁	4693	1703		36,8	13,7
	C ₂	366	92		2,7	0,7

Продолжение таблицы 2.5.3

1	2	3	4	5	6	7
Всего по месторождению, в том числе	В	4469	1739		28,9	11,3
	C ₁	2550	811		7,9	2,4
	В+С ₁	7019	2550		36,8	13,7
	C ₂	701	174		2,7	0,7
в пределах контрактной территории	В	4469	1739		28,9	11,3
	C ₁	2536	806		7,9	2,4
	В+С ₁	7005	2545		36,8	13,7
	C ₂	692	172		2,7	0,7
за пределами контрактной территории	C ₁	14	5		-	-
	C ₂	9	2		-	-

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

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

В процессе эксплуатации месторождения Кокарна Восточная с целью определения текущих фильтрационных характеристик пласта, оценки состояния призабойной зоны скважин и энергетической характеристики пластов проводились гидродинамические исследования.

Гидродинамические исследования в скважинах месторождения Кокарна Восточная и интерпретация полученных результатов проводились в программном продукте Ecrin v.4.30, модуль интерпретации ГДИС Saphir NL.

По результатам исследований скважин на установившемся режиме, проведенных в период опробований, были рассчитаны пластовые параметры: коэффициенты продуктивности пласта (Кпр), 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.

За анализируемый период по месторождению в 13 скважинах (20, 22, 31, 38, 40, 42, 48, 52, 57, 59, 63, 64, 66) были проведены 16 гидродинамических исследований методами КВУ и 1 прямой замер пластового давления. Результаты гидродинамических исследований скважин по горизонтам месторождения приведены в таблице 3.1.2.

Динамометрирование механизированного фонда производилось приборами с системой динамометрического контроля работы скважин с ШГН «Судос-автомат». В таблице 3.1.4 приведены средние значения забойного давления по объектам за каждый квартал за 2023-2024 г.г.

По I объекту (горизонт II-J₂) было проведено 4 исследований по методу КВУ и 1 замер пластового давления и температуры в 4-х скважинах (31, 40, 48, 57).

Значения проницаемости по скважинам в пределах 0,007-0,041 мкм², гидропроводности – 0,008-0,06 мкм²*м/мПа*с, коэффициента продуктивности – 0,612-3,767 м³/сут*МПа.

По последним замерам в скважинах 31, 40, 48 была построена карта изобар (граф. прил. 25), средневзвешенное давление составило 23,9 МПа. Снижение относительно начального на 1,5 МПа. Динамика пластового давления, отборов жидкости и объемов закачиваемого агента по объекту представлена на рисунке 3.1.1.

За анализируемый период были получены расчетным путем 1261 значения забойных давлений в 8-и скважинах, в результате забойные давления колеблются от 2,5 до 21,4 МПа, что выше $P_{нас}$ данного объекта (табл. 3.1.4).

По II объекту (горизонт II-T) было проведено 11 исследований по методу КВУ в 8 скважинах (20, 22, 38, 42, 52, 59, 63, 64).

По результатам исследований методом КВУ, значение проницаемости колеблется в пределах 0,001 - 0,111 мкм². Значение гидропроводности в среднем составило 0,129 мкм²*м/мПа*с. Средний коэффициент продуктивности по залежи составил 9,841 м³/сут*МПа.

По последним полученным данным было определено средневзвешенное давление по объекту, которое равно 26,6 МПа, что меньше начального пластового давления на 2,7 МПа (граф. прил. 26). Начальное пластовое давление по объекту составляло 29,3 МПа, давление насыщения нефти газом – 3 МПа. Отмечается постепенное снижение пластового давления в районе действующих скважин. Динамика пластового давления, отборов жидкости и объемов закачиваемого агента по объекту представлена на рисунке 3.1.2.

Значения рассчитанного забойного давления колеблются в диапазоне 7-25,8 МПа, что намного превышает давление насыщения нефти газом (табл. 3.1.4).

По III объекту (горизонт IIБ-J2) в скважине 66 было проведено одно исследование методом КВУ. По его результатам проницаемость составила 0,002 мкм², гидропроводность — 0,007 м/мПа*с, коэффициент продуктивности — 0,546 м³/сут*МПа. Последнее измерение пластового давления ($P_{пл}$) проводилось в 2023 году и показало 22,4 МПа, что на 2,9 МПа ниже начального значения и на 18,5 МПа выше давления насыщения ($P_{нас}$). Динамика пластового давления, отборов жидкости и объемов закачиваемого агента по объекту представлена на рисунке 3.1.3.

Значения рассчитанного забойного давления находятся в пределах 5,9–18,3 МПа, что значительно превышает давление насыщения нефти газом (табл. 3.1.4).

IV объект (горизонт III-T) на дату отчета не разрабатывается. Согласно проекту ПР - 2023 года, разработка объекта предусмотрена в 2034 году. В анализируемом периоде гидродинамические исследования не проводились. Начальное пластовое давление составляет 28,8 МПа, давление насыщения 3,7 МПа. Последний замер проводился в 2007 году, при котором давление пласта составило 26 МПа.

Таблица 3.1.1 – Результаты определения начальных ФЭС и коэффициента продуктивности по месторождению Кокарна Восточная

Наименование	Ед. измерения	количество		Интервал изменения	Средн. знач.
		скв.	изм.		
1	2	3	4	5	6
I объект (горизонт II-J₂)					
Пластовое давление	МПа	3	3	24,2-27,0	25,4
Пластовая температура	°С	3	3	69,0-71,0	70
Дебит жидкости	м ³ /сут	4	4	9,8-56,8	42,6
Дебит нефти	м ³ /сут	4	4	4,0-41,2	19,5
Продуктивность	м ³ /(сут•МПа)	3	3	1,2-19	7,4
Уд. продуктивность	м ³ /(м•сут•МПа)	3	3	0,17-1,9	0,8
Гидропроводность	мкм ² *м/(МПа*с)	1	1	0,33	0,33
Пьезопроводность	м ² /с	1	1	0,07	0,07
Проницаемость	мкм ²	1	1	0,04	0,04
Дебит газа	тыс. м ³ /сут	1	1	0,53	0,53
Забойное давление	МПа	2	2	23-23,8	23,4
II объект (горизонт II-Т)					
Пластовое давление	МПа	4	5	28,4-30,9	29,3
Пластовая температура	°С	3	4	75,0-78,0	76,2
Дебит жидкости	м ³ /сут	6	7	окт.98	47
Дебит нефти	м ³ /сут	6	6	10-93,5	40,6
Продуктивность	м ³ /(сут•МПа)	2	3	15,7-33,3	22,7
Уд. продуктивность	м ³ /(м•сут•МПа)	2	3	1,5-4,8	2,8
Гидропроводность	мкм ² *м/(МПа*с)	2	2	0,068-0,097	0,082
Пьезопроводность	м ² /с	2	2	0,03-0,04	0,035
Проницаемость	мкм ²	2	2	0,011-0,014	0,013
Дебит газа	тыс. м ³ /сут	2	2	0,27-3,4	1,7
Забойное давление	МПа	4	5	20,7-27,5	25,1
IV объект (горизонт III-Т)					
Пластовое давление	МПа	3	3	28,5-29,9	25,3
Пластовая температура	°С	2	2	75-84	79,5
Дебит жидкости	м ³ /сут	3	3	1,3-175,3	69,1
Дебит нефти	м ³ /сут	2	2	0,4-175,3	87,8
Продуктивность	м ³ /(сут•МПа)	1	1	30,2	30,2
Уд. продуктивность	м ³ /(м•сут•МПа)	1	1	10	10,2
Гидропроводность	мкм ² *м/(МПа*с)				
Пьезопроводность	м ² /с				
Проницаемость	мкм ²				
Дебит газа	тыс. м ³ /сут				
Забойное давление	МПа	2	2	24,2-27,2	25,7

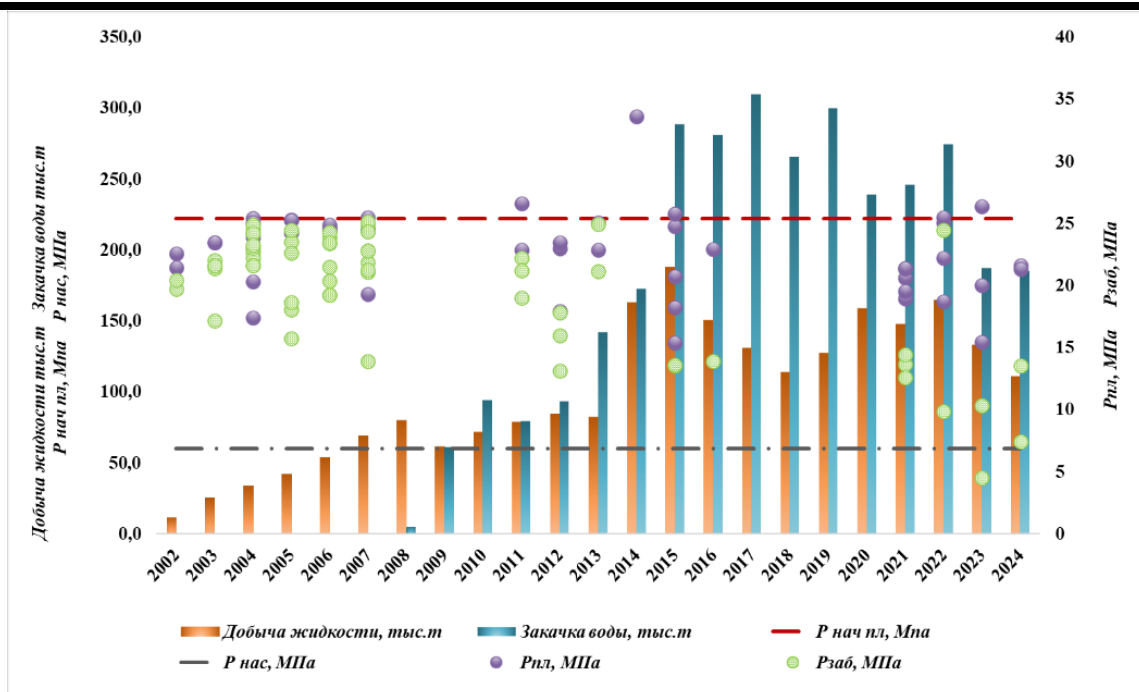


Рисунок 3.1.1 - Динамика пластового и забойного давления, отбора жидкости и закачки воды по I объекту

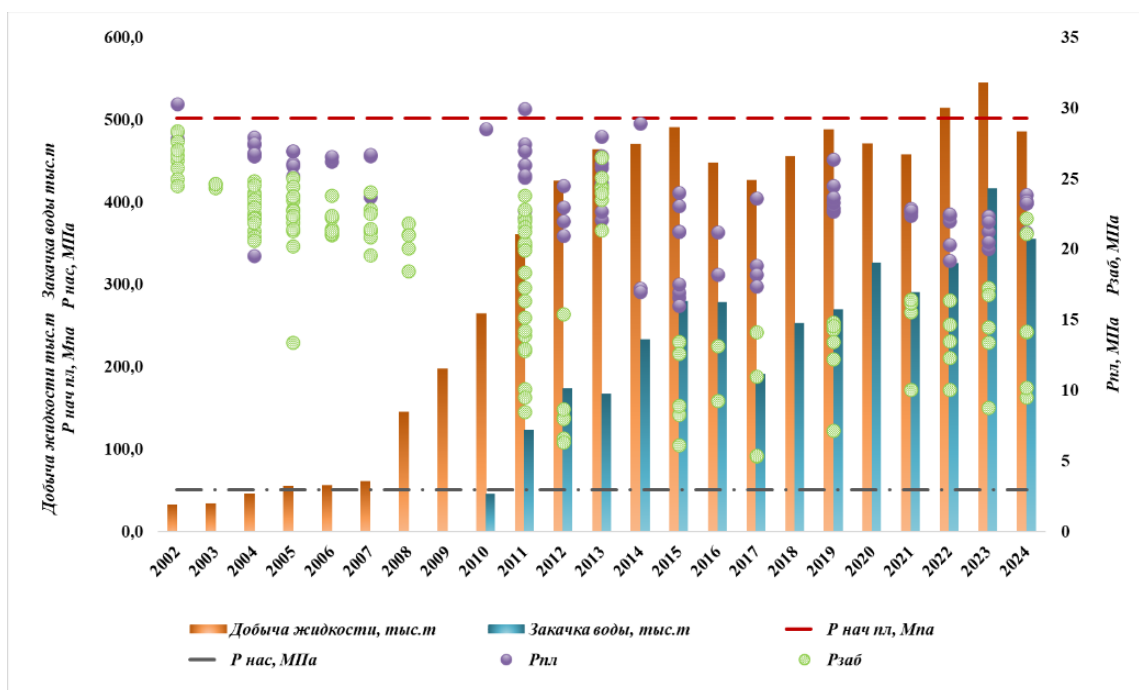


Рисунок 3.1.2 - Динамика пластового и забойного давления, отбора жидкости и закачки воды по II объекту

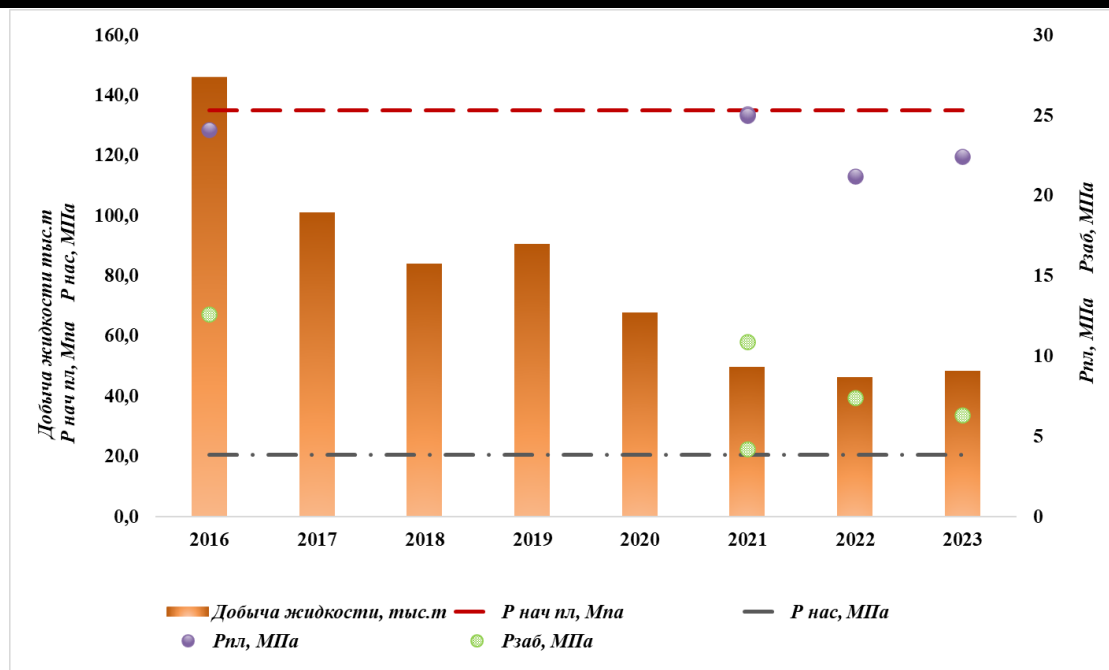


Рисунок 3.1.3 - Динамика пластового и забойного давления, отбора жидкости и закачки воды по III объекту

Таблица 3.1.2 – Результаты гидродинамических исследований скважин месторождения Кокарна Восточная за период 2023-2024 гг.

№ скв.	Объект	Горизонт	Дата	Вид исследования	Интервал перфорации	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Тпл, 0С	Дебит, м³/сут	Обводненность, %	Коэффициент продуктивности, м³/сут*Мпа	Гидропроницаемость пласта, мкм²*м/МПа*с	Проницаемость пласта, мкм²	Скин-фактор
22	2	II-T	08-12.10.2023	КВУ	2542-2561	22,4	14,5	-	59,4	93,4	7,581	0,116	0,042	0,194
38	2	II-T	14-18.10.2023	КВУ	2561-2564	20,1	8,8	-	28,0	90,5	2,490	0,037	0,049	1,060
40	1	II-J2	24-29.10.2023	КВУ	2275-2276; 2276,8- 2278,4; 2283- 2285; 2286-2288	15,5	4,5	-	6,7	74,6	0,612	0,009	0,009	0,279
48	1	II-J2	18-23.10.2023	КВУ	2285,5-2291	20,0	10,3	-	36,4	88,7	3,767	0,060	0,041	1,500
52	2	II-T	02-05.11.2023	КВУ	2542-2549	21,3	17,3	-	73,6	93,7	18,365	0,207	0,058	2,910
57	1	II-J2	10.11.2023	Замер Рпл	2281,5-2283,5	26,4	-	70,5	-	-	-	-	-	-
59	2	II-T	30.10-02.11.2023	КВУ	2537-2538,5; 2543,5- 2547	20,5	13,4	-	22,8	82,4	3,202	0,043	0,013	0,140
63	2	II-T	05-08.10.2023	КВУ	2562-2569	22,0	16,8	-	100,2	98,3	19,452	0,321	0,111	16,100
66	3	ШБ-J2	03-08.10.2023	КВУ	2304-2313;2348- 2350	22,4	6,3	-	8,8	81,8	0,546	0,007	0,002	-2,230
20	2	II-T	01-03.10.2024	КВУ	2560-2564	23,3	14,2	-	58,0	93,8	6,382	0,102	0,069	11,900
31	1	II-J2	03-06.10.2024	КВУ	2274,2-2276,7; 2289,2- 2292,4	21,7	13,6	-	17,8	90,2	2,200	0,032	0,028	6,220
38	2	II-T	22-01.10.2024	КВУ	2561-2564	21,2	9,6	-	22,3	92,2	1,912	0,033	0,040	36,600
40	1	II-J2	14-19.10.2024	КВУ	2275-2276; 2276,8- 2278,4; 2283- 2285; 2286-2288	21,4	7,5	-	8,6	87,8	0,619	0,008	0,007	-3,800
42	2	II-T	12-14.10.2024	КВУ	2550-2564; 2596- 2600	23,9	22,2	-	43,2	96,3	26,171	0,209	0,015	5,430
52	2	II-T	10-12.10.2024	КВУ	2542-2549	23,3	21,1	-	32,8	85,5	15,099	0,236	0,090	4,400
59	2	II-T	06-08.10.2024	КВУ	2537-2538,5; 2543,5- 2547	23,5	14,2	-	21,2	83,2	2,294	0,030	0,009	0,014
64	2	II-T	08-10.10.2024	КВУ	2554 - 2563	23,3	10,2	-	69,2	92,7	5,299	0,090	0,001	2,200

На основе полученной информации по скважинам оценены текущие продуктивные и фильтрационные свойства пластов в среднем по эксплуатационным объектам (табл. 3.1.3).

Сравнение текущих продуктивных и фильтрационных характеристик пластов горизонтов II-J2 и II-T с начальными значениями указывает на их ухудшение:

Коэффициент продуктивности по горизонту II-J2 снизился с 7,4 до 1,8 м³/(сут·МПа) - в 4,1 раза (-75,7%), по горизонту II-T — с 22,7 до 9,8 м³/(сут·МПа), в 2,3 раза (-56,8%). Гидропроводность по II-J2 уменьшилась с 0,33 до 0,027 м³·10⁻¹²/Па·с (в 12,2 раза), по II-T — с 0,082 до 0,0129 м³·10⁻¹²/Па·с (в 6,4 раза).

Таблица 3.1.3 - Результаты определения текущих ФЁС и коэффициента продуктивности по месторождению Кокарна Восточная

Наименование	Количество		Интервал измене- ния	Среднее значе- ние
	скважин	измерений		
горизонт II-J ₂				
Пластовое давление, МПа	5	4	15,5-26,4	21,0
Пластовая температура, °С	1	1	70,5	70,5
Дебит нефти, т/сут	5	4	6,7-36,4	17,4
Коэффициент продуктивности по нефти, м³/(сут·МПа)	5	4	0,612-3,767	1,8
Уд. продуктивность, м³/м (сут МПа)	5	4	0,047-0,685	0,2
Гидропроводность, м³·10 ⁻¹² /Па×с	5	4	0,008-0,06	0,027
Пьезопроводность, 10 ⁴ м²/с	5	4	0,003-0,073	0,039
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	5	4	0,007-0,041	0,021
горизонт II-T				
Пластовое давление, МПа	8	11	20,1-23,9	22,2
Пластовая температура, °С	0	0		
Дебит нефти, т/сут	8	11	21,2-100,2	48,2
Коэффициент продуктивности по нефти, м³/(сут·МПа)	8	11	1,912-26,171	9,8
Уд. продуктивность, м³/м (сут МПа)	8	11	0,027-6,483	1,4
Гидропроводность, м³·10 ⁻¹² /Па×с	8	11	0,030-0,321	0,129
Пьезопроводность, 10 ⁴ м²/с	8	11	0,013-0,694	0,171
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	8	11	0,001-0,111	0,045
горизонт IIБ-J ₂				
Пластовое давление, МПа	1	1	22,4	22,4
Пластовая температура, °С				
Дебит нефти, т/сут	1	1	8,8	8,8
Коэффициент продуктивности по нефти, м³/(сут·МПа)	1	1	0,55	0,55
Уд. продуктивность, м³/м (сут МПа)	1	1	0,011	0,011
Гидропроводность, м³·10 ⁻¹² /Па×с	1	1	0,007	0,007
Пьезопроводность, 10 ⁴ м²/с	1	1	0,002	0,002
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	1	1	0,002	0,002

Таблица 3.1.4 – Средние значения забойного давления по объектам разработки

Объект	Давление насыщения	Забойное давление, МПа							
		2023				2024			
		1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.
I	6,9	7,8	7,4	9,0	11,3	10,3	10,9	11,2	10,0
II	3,03	15,8	15,9	16,4	16,0	15,7	16,3	16,5	15,8
III	3,87	4,0	6,7	4,0	4,5	4,0	7,3	9,7	9,3

Выводы и рекомендации:

Исходя из анализа результатов гидродинамических исследований скважин и пластов за 2023–2024 гг., можно сделать следующие выводы:

- В 87,5% исследованных скважин скин-фактор имеет положительное значение (от 0,014 до 36,6), что указывает на наличие загрязнений в призабойной зоне пласта и необходимость проведения мероприятий по её очистке. Только по скважинам 40 и 66 зафиксирован отрицательный скин-фактор, что свидетельствует об улучшенном состоянии околоствольной зоны, и в проведении дополнительной обработки для интенсификации притока на данных скважинах нет необходимости.
- Средняя обводненность составила 89,1%, что выше критического порога для эффективной эксплуатации, особенно по объекту II (ср. 91,1%).
- Удельный коэффициент продуктивности снизился по сравнению с предыдущим периодом на 50–75 % по I и II объектам, что указывает на ухудшение фильтрационных свойств и возможное засорение призабойной зоны пласта.
- В связи с этим, рекомендуется проведение кислотных обработок и реперфорации на скважинах с высоким скин-фактором для восстановления фильтрационных характеристик.
- По полученным в течение последних двух лет данным наблюдается снижения текущего пластового давления по сравнению с начальным:
 - по I объекту 17,3% (с 25,4 до 21 МПа);
 - по II объекту: 24,2% (с 29,3 до 22,2 МПа);
 - по III объекту: 11,5% (с 25,3 до 22,4 МПа).
- В среднем все объекты эксплуатируются при забойных давлениях, превышающих давление насыщения нефти и газом;
- Для более точной оценки фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов и продуктивных характеристик скважин, необходимо продолжить проведение гидродинамических исследований на месторождении. Также, необходимо продолжать контроль

энергетического состояния пластов, регулярно определяя пластовые давления и температуры.

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

Действующим проектным документом на разработку месторождения является «Проект разработки месторождения Кокарна Восточная» по состоянию на 01.01.2023 г. (Протокол ЦКРР №44/5 от 19.10.2023 г.). Согласно действующему проектному документу выделено 2 основных эксплуатационных и 2 возвратных объекта:

- I объект – горизонт II-J₂;
- II объект – горизонт II-T;
- III объект – возвратный горизонт IIБ-J₂;
- IV объект – возвратный горизонт III-T.

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

По состоянию на 01.01.2025 г. на месторождении Кокарна Восточная пробурено 51 скважина. Из них 27 скважин составляют добывающий фонд, при этом одна скважина (42) на дату отчета находится в простое. Все скважины работают механизированным способом (УЭЦН – 17 ед., ЭВН – 9ед., ШГНУ – 1ед.).

В таблице 3.2.1.1 представлена характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2025 г.

Нагнетательный фонд представлен 6 действующими скважинами. В консервации находится 1 скважина. Наблюдательный фонд включает 12 скважин. По геологическим причинам были ликвидированы 5 скважин.

В период с 2023 по 01.01.2025 гг. одна скважина (16) была переведена из бездействующего фонда в нагнетательный и введена в эксплуатацию на II объекте (ранее эксплуатировалась как добывающая). Также одна нагнетательная скважина (2) была введена из бездействующего фонда на II объект.

За период с 2023 по 2024 годы новые скважины на месторождении не пробурены.

Таблица 3.2.1.1 – Характеристика фонда скважин месторождения Кокарна Восточная по состоянию на 01.01.2025 г.

Категория скважин		Объект разработки				Всего
		I	II	III	IV	
				возвр.	возвр	
Фонд добывающих скважин	Эксплуатационный фонд	9	16	2	0	27
	В т.ч. действующий фонд	9	16	2	-	27
	Добывающий фонд	9 (15, 24, 31, 40, 41, 45, 48, 51, 61)	15 (12, 20, 22, 23, 32, 36, 38, 43, 47, 50, 52, 59, 60, 63, 64)	2 (62, 66)	-	26
	В простое	-	1 (42)	-	-	1
	Из них фонтанные	-	-	-	-	-
	УЭЦН	4	11	2	-	17
	ЭВН	4	5	-	-	9
	ШГНУ	1	-	-	-	1
	В бездействии	-	-	-	-	-
Фонд нагнетательных скважин	Всего	3 (2, 16, 56)	3 (33, 35, 53)	-	-	6
	в т.ч. действующий фонд	3 (2, 16, 56)	3 (33, 35, 53)	-	-	6
	в бездействии	-	-	-	-	0
Наблюдательный фонд		12 (7, 8, 9, 10, 34, 37, 39, 44, 46, 49, 54, 57)				12
В освоении		-				0
В консервации		1 (11)				1
Ликвидированные		5 (1, 3, 4, 5, 6)				5
Всего		51				

По I объекту (горизонт II-J₂) На 01.01.2025 г. максимальный фонд I объекта включает 12 скважин: 9 в добывающем фонде и 3 в нагнетательном. Скважины действующего добывающего фонда эксплуатируются механизированным способом: 4 скважины с УЭЦН, 4 - с ЭВН, 1 - с ШГНУ. Все 3 скважины нагнетательного фонда (2, 16, 56) находятся в действующем состоянии.

По II объекту (горизонт II-T) На дату анализа общий эксплуатационный фонд II объекта разработки составляет 16 скважин, все из которых находятся в действующем фонде. Все скважины добывающего фонда эксплуатируются механизированным способом: 11 скважин с УЭЦН и 5 скважин с ЭВН. В нагнетательном фонде II объекта, по состоянию на 01.01.2025 г., числятся 3 действующие скважины (33, 35, 53).

По III объекту (горизонт IIБ-J₂) По состоянию на 01.01.2025 г. фонд добывающих скважин III возвратного объекта составил 2 ед. Обе скважины эксплуатируются механизированным способом, оборудованные УЭЦН.

В таблицах 3.2.1.2 – 3.2.1.5 представлены распределения действующего эксплуатационного фонда скважин по дебиту нефти, жидкости, обводненности и по приемистости нагнетательных скважин по состоянию на 01.01.2025 г.

По дебиту нефти на дату анализа работают 2 скважины (7,4% от общего действующего фонда), с дебитом от 0,5 до 1 т/сут, 18 скважин с дебитом от 1 до 3 т/сут (66,7%) и 7 скважин с дебитом от 3 до 5 т/сут (25,9%), при этом средний дебит нефти по месторождению составляет 2,3 т/сут, а наибольшие показатели зафиксированы на II объекте — 2,7 т/сут

По дебиту жидкости работают по 5 скважин (по 18,5% от общего действующего фонда) с дебитом до 20 т/сут и от 20 до 40 т/сут, 6 скважин с дебитом от 40 до 60 т/сут (22,2%), по 2 скважины (по 7,4%) с дебитом от 60 до 80 т/сут и от 80 до 100 т/сут, 7 скважин (25,9%) с дебитом свыше 100 т/сут. Средний дебит жидкости по месторождению составляет 69,2 т/сут.

По нагнетательным скважинам, с приемистостью от 120 до 170 м³/сут и от 170 до 220 м³/сут работают по 2 скважины (16,7%), остальные 4 нагнетательных скважины (66,7%) работают с приемистостью свыше 300 м³/сут.

За 2024 год с обводненностью от 60 до 70 % и от 70 до 80 % работает по одной скважине (3,7 %), с обводненностью от 80 до 90 % - 2 скважины (7,4 %), и с обводненностью более 90 % - 23 скважины (85,5 %). Текущая обводненность добываемой по месторождению нефти высокая и составляет 97 %.

Таблица 3.2.1.2 – Месторождение Кокарна Восточная. Распределение дебита нефти в добывающих скважинах на 01.01.2025 г.

Объект разработки	Эксплуатационный фонд скважин, ед.		Среднесуточный дебит нефти, т/сут	Распределение скважин по различным диапазонам дебита нефти, т/сут			
	действ.	бездейств.		0,5-1	1-3	3-5	>5
I	9	0	1,7	1(31)	7(15, 24, 40, 41, 45, 48, 51)	1(61)	0
II	16	0	2,7	1(42)	9(12, 20, 22, 38, 43, 50, 52, 59, 63)	6(23, 32, 36, 47, 60, 64)	0
III	2	0	2,0	0	2(62, 66)	0	0
IV	0	0	0,0	0	0	0	0
Всего	27	0	2,3	2	18	7	0

Таблица 3.2.1.3 – Месторождение Кокарна Восточная. Распределение дебита жидкости в добывающих скважинах на 01.01.2025 г.

Объект разработки	Эксплуатационный фонд скважин, ед.		Среднесуточный дебит жидкости, т/сут	Распределение скважин по различным диапазонам дебита жидкости, т/сут					
	действ.	бездейств.		<20	20-40	40-60	60-80	80-100	>100
I	9	0	35,2	4(31, 40, 41, 51)	2(48, 61)	2(15, 45)	1(24)	0	0
II	16	0	88,2	1(42)	2(52, 59)	4(22, 38, 50, 63)	1(23)	2(20, 64)	6(12, 32, 36, 43, 47, 60)
III	2	0	72,6	0	1(66)	0	0	0	1(62)
IV	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0
Всего	27	0	69,2	5	5	6	2	2	7

Таблица 3.2.1.4 – Месторождение Кокарна Восточная. Распределение действующего фонда нагнетательных скважин по различным диапазонам приемистости по состоянию на 01.01.2025 г.

Объект разработки	Эксплуатационный фонд скважин, ед.		Средняя приемистость, м³/сут	Распределение скважин по различным диапазонам приемистости, м³/сут			
	действ.	бездейств.		120-170	170-220	220-270	>300
I	3	0	189,7	1(16)	1(2)	0	1(56)
II	3	0	324,8	0	0	0	3(33, 35, 53)
по месторождению	6	0	261,1	1	1	0	4

Таблица 3.2.1.5 – Месторождение Кокарна Восточная. Распределение обводненности в добывающих скважинах на 01.01.2025 г.

Объект разработки	Эксплуатационный фонд скважин, ед.		Обводненность, %	Распределение по обводненности добывающих скважин, %			
	действ.	бездейств.		60-70	70-80	80-90	>90
I	9	0	95	0	1(61)	2(48, 51)	6(15, 24, 31, 40, 41, 45)
II	16	0	97	1(42)	0	0	15(12, 20, 22, 23, 32, 36, 38, 43, 47, 50, 52, 59, 60, 63, 64)
III	2	0	97	0	0	0	2(62, 66)
IV	0	0	0	0	0	0	0
Всего	27	0	97	1	1	2	23
%				3,7	3,7	7,4	85,2

Характеристика отборов нефти, газа и воды

По состоянию на 01.01.2025 года с начала разработки по месторождению добыто 1966 тыс. т нефти, 10 697,5 тыс. т жидкости, 28,676 млн м³ газа. Выработанность составляет 77,3% при текущей обводненности 97%. Текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,281 д. ед. Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов составляет 0,9%, от текущих – 3,8%. Среднегодовой дебит по нефти составил 2,3 т/сут, по жидкости – 69,2 т/сут.

Динамика основных технологических показателей в целом по месторождению отображена на рисунке 3.2.2.1. Как видно из рисунка 3.2.1.1, по месторождению до 2012 г. наблюдается увеличение добычи нефти до максимальной отметки 162,7 тыс.т, что связано с вводом новых добывающих скважин в этот период. Однако в дальнейшем наблюдается монотонное падение, что может быть связано с повышением обводнённости продукции. Дебит нефти также снижается с 2012 года, несмотря на сохранение фонда добывающих скважин. Закачка воды через скважину 9 началась в 2008 году, с существенным увеличением в 2013–2015 годах. В последующий период объёмы закачки стабилизировались. Обводнённость продукции постепенно росла с 2010 года и достигла высокого уровня — более 90% после 2017 года. Добыча газа с 2001 года растет, достигнув пика в 2013 году (2,486 млн м³), затем наблюдается спад. Газовый фактор также увеличивался до 2013 года, после чего

снизился, что может указывать на снижение газонасыщенности или изменения в эксплуатации.

Как видно из графика 3.2.1.1, на дату отчета закачка составила 542,4 тыс.м³ при действующем фонде нагнетательных скважин - 6 ед. Текущая компенсация составила 94,5%, накопленная — 67,2%. Распределение текущих дебитов, действующих добывающих и приемистости действующих нагнетательных скважин по объектам разработки показано на картах текущих и накопленных отборов и закачки (граф. прил.17-20).

По месторождению Кокарна Восточная проведено сравнение основных технологических показателей разработки с проектными данными за период с 2023 по 2024 годы, приведенными в «Проекте разработки месторождения Кокарна Восточная» по состоянию на 01.01.2023 г. (Протокол ЦКРР №44/5 от 19.10.2023 г.)

Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению Кокарна Восточная, представлено в таблице 3.2.1.6.

За 2023 год фактическая добыча нефти составила 23,5 тыс. т, что на 6,3% ниже проектного значения. Обводненность продукции - 97%, что соответствует проектному уровню. Газовый фактор ниже проектного на 19,2 м³/т и составляет 4,8 м³/т. Среднегодовые дебиты по нефти и жидкости составили 2,4 т/сут и 75,0 т/сут соответственно, что на 13,3% и 6,6% ниже проектных показателей. Темп отбора и текущий КИН соответствуют проектным значениям.

За 2024 год фактическая добыча нефти составила 21,8 тыс. т, что на 4,7% ниже проектного значения. Закачка воды составила 542,4 тыс. м³, что на 17,5% меньше запланированного объема, при этом фонд нагнетательных скважин соответствует проекту. Объем добытого газа отстает от проектного на 0,513 млн м³. Газовый фактор снизился на 22,3 м³/т. Выработанность запасов и текущий коэффициент извлечения нефти находятся на уровне проектных значений.

Таблица 3.2.1.6 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению

№	Показатели	Ед. изм	2023		2024	
			проект	факт	проект	факт
1	2	3	4	5	6	7
1	Добыча нефти,	тыс.т	25,1	23,5	22,9	21,8
2	в т.ч.: из переходящих скважин	тыс.т	25,1	23,5	22,9	21,8
3	мехспособом	тыс.т	25,1	23,5	22,9	21,8
4	Накопленная добыча нефти	тыс.т	1931,8	1944,2	1954,8	1966,0
5	Добыча жидкости	тыс.т	728,8	726,5	731,7	651,0
6	в т.ч.: из переходящих скважин	тыс.т	728,8	726,5	731,7	651,0
7	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	9678,3	10046,6	10410	10697,5
8	Обводненность среднегодовая	%	96,6	96,8	96,9	96,6
9	в т.ч.: переходящих скважин	%	96,6	96,8	96,9	96,6

Продолжение таблицы 3.2.1.6

1	2	3	4	5	6	7
10	Коэффициент нефтеизвлечения	д.ед.	0,276	0,278	0,279	0,281
11	Степень выработки запасов	%	75,9	76,4	76,8	77,3
12	Темп отбора от начальных извлеч.запасов	%	1,0	0,9	0,9	0,9
13	Темп отбора от текущих извлеч.запасов	%	4,2	3,9	4,0	3,8
14	Добыча газа	млн.м3	0,603	0,114	0,552	0,039
15	Накопленная добыча газа	млн.м3	29,046	28,637	29,598	28,676
16	Закачка воды	тыс.м3	649,6	606,0	657,8	542,4
17	Накопленная закачка воды	тыс.м3	6172,1	6436,7	6829,9	6979,1
18	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях текущая	%	87,2	94,7	88,1	94,5
19	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях накопленная	%	65,1	65,6	67,4	67,2
20	Перевод под нагнетание добывающих скважин	ед.	0	1	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	27	27	27	27
22	в т.ч. действующих	ед.	27	27	27	27
23	бездействующих	ед.	0	0	0	0
24	в простое	ед.	0	1	0	1
25	Фонд нагнетательных скважин на конец года	ед.	6	6	6	6
26	в т.ч. действующих	ед.	6	5	6	6
27	бездействующих	ед.	0	1	0	0
28	Среднегодовой дебит по нефти	т/сут	2,8	2,4	2,5	2,3
29	Среднегодовой дебит по жидкости	т/сут	80,3	75,0	80,6	69,2
30	Средняя приемистость водонагнетательных скважин	м3/сут	329,6	326,7	333,8	261,1
31	Газовый фактор	м3/т	24,0	4,8	24,1	1,8
32	Коэффициент использования доб. скважин	д.ед.	0,9	1,0	0,9	1,0
33	Коэффициент эксплуатации доб. скважин	д.ед.	0,9	1,0	0,9	1,0
34	Коэффициент эксплуатации нагн. скважин	д.ед.	0,9	1,0	0,9	0,9

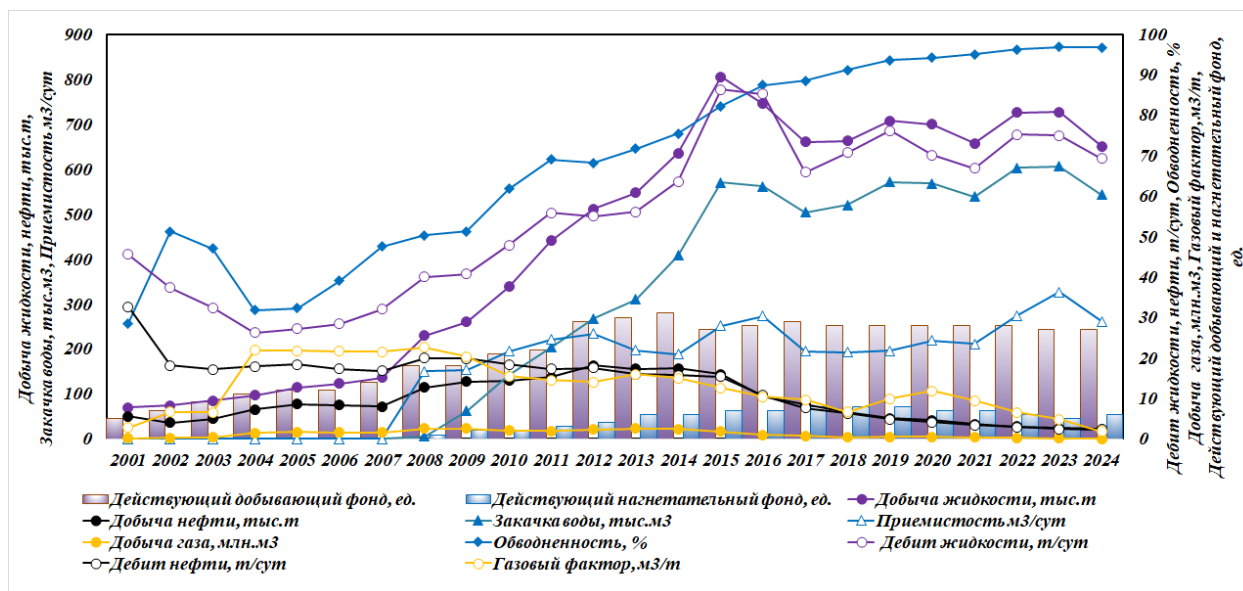


Рисунок 3.2.1.1 – График динамики основных технологических показателей в целом по месторождению Кокарна Восточная

По I объекту (горизонт II-J₂) В таблице 3.2.1.7 приведено сравнение фактических и проектных показателей разработки I объекта.

В 2023 году фактическая добыча нефти составила 6,3 тыс. тонн, что на 4,0 % ниже проектных показателей. Растворённый газ снизился по сравнению с предыдущим годом и составил 0,031 млн м³, при газовом факторе 4,9 м³/т. Отбор от утвержденных извлекаемых запасов составил 71,4 %, коэффициент извлечения нефти (КИН) на текущий момент достиг 0,291, а темпы отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составили 1,0 % и 3,5 % соответственно, что соответствует проектным показателям.

В 2024 году фактическая добыча нефти составила 5,5 тыс. тонн, что на 8,5 % ниже проектных показателей, добыча жидкости также отстаёт от проектных значений на 32,8 %. Объём добытого нефтяного газа составил 0,010 млн м³, что на 0,111 млн.м³ ниже проектного значения. Газовый фактор составил 1,8 м³/т, что меньше проектного на 18,4 м³/т. Среднегодовой дебит нефти составил 1,7 т/сут, что на 21 % ниже проектного. Выработанность запасов и коэффициент извлечения нефти (КИН) достигли 72,3 % и 0,294 д. ед., что соответствуют проектным значениям.

Ниже представлен график динамики основных технологических показателей по I объекту с начала разработки (рис. 3.2.1.2).

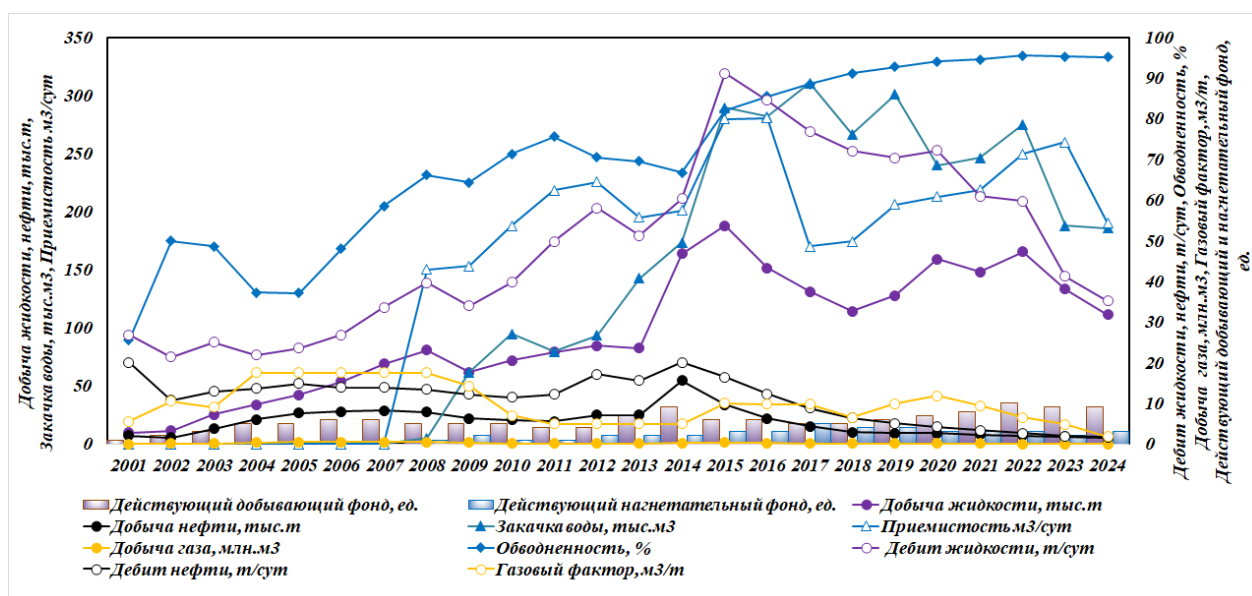


Рисунок 3.2.1.2 – График динамики основных технологических показателей I объекта месторождения Кокарна Восточная

Таблица 3.2.1.7- Сравнение проектных и фактических показателей I объекта разработки месторождения Кокарна Восточная

№	Показатели	Ед. изм	2023		2024	
			проект	факт	проект	факт
1	2	3	4	5	6	7
1	Добыча нефти,	тыс.т	6,6	6,3	6,0	5,5
2	в т.ч.: из переходящих скважин	тыс.т	6,6	6,3	6,0	5,5
3	мехспособом	тыс.т	6,6	6,3	6,0	5,5
4	Накопленная добыча нефти	тыс.т	442,9	446,1	448,9	451,6
5	Добыча жидкости	тыс.т	165,4	133,3	165,5	111,2
6	в т.ч.: из переходящих скважин	тыс.т	165,4	133,3	165,5	111,2
7	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	2140,8	2187,9	2306,3	2299,1
8	Обводненность среднегодовая	%	96,0	95,2	96,4	95,1
9	в т.ч.: переходящих скважин	%	96,0	95,2	96,4	95,1
10	Коэффициент нефтеизвлечения	д.ед.	0,289	0,291	0,292	0,294
11	Степень выработки запасов	%	70,9	71,4	71,8	72,3
12	Темп отбора от начальных извлек.запасов	%	1,1	1,0	1,0	0,9
13	Темп отбора от текущих извлек.запасов	%	3,7	3,5	3,5	3,2
14	Добыча газа	млн.м3	0,134	0,031	0,121	0,010
15	Накопленная добыча газа	млн.м3	4,809	4,727	4,930	4,737
16	Закачка воды	тыс.м3	410,4	188,0	412,3	185,7
17	Накопленная закачка воды	тыс.м3	3122,3	3048,3	3534,6	3234,1
18	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях текущая	%	289,3	158,4	291,3	187,4
19	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях накопленная	%	148,1	141,8	156,8	143,8
20	Перевод под нагнетание добывающих скважин	ед.	0	1	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	8	9	8	9
22	в т.ч. действующих	ед.	8	9	8	9
23	бездействующих	ед.	0	0	0	0
24	Фонд нагнетательных скважин на конец года	ед.	3	2	3	3
25	в т.ч. действующих	ед.	3	2	3	3
26	бездействующих	ед.	0	0	0	0
27	Среднегодовой дебит по нефти	т/сут	2,5	2,0	2,2	1,7
28	Среднегодовой дебит по жидкости	т/сут	61,5	41,2	61,5	35,2
29	Средняя приемистость водонагнетательных скважин	м3/сут	416,4	259,7	418,3	189,7
30	Газовый фактор	м3/т	20,3	4,9	20,2	1,8
31	Коэффициент использования доб. скважин	доли ед.	0,9	1,0	0,9	1,0
32	Коэффициент эксплуатации доб. скважин	доли ед.	0,9	1,0	0,9	1,0
33	Коэффициент эксплуатации нагн. скважин	доли ед.	0,9	1,0	0,9	0,9

По II объекту (горизонт II-Т) Разработка данного объекта начата в 2001 году скважинами 7, 12. Данный объект разрабатывается с системой поддержания пластового давления и является основным объектом разработки.

В 2023 году фактическая добыча нефти составила 16,1 тыс. т, что на 6,3 % ниже проектного показателя. Добыча жидкости превысила проект на 6 %, составив 544,9 тыс. т. Газодобыча составила 0,078 млн м³, что меньше проектного значения на 0,366 млн м³. Среднегодовой дебит нефти составил 2,8 т/сут, что ниже проекта на 6,4 %, по жидкости — 95 т/сут, что превышает проект на 5,6 %. Показатели обводненности, выработанности и коэффициент извлечения нефти соответствуют проектным. Объем закачки воды составил 418 тыс. м³, что на 74,7 % выше запланированного.

В 2024 году фактическая добыча нефти составила 14,8 тыс. т, что ниже проектного на 6,1 %, добыча жидкости - 486,6 тыс. т ниже на 5,2 %. Количество действующих добывающих скважин - 16, что на 1 меньше проектного. Среднегодовые дебиты по нефти и жидкости составили 2,7 т/сут и 88,2 т/сут, соответственно, что ниже проектных значений на 3,9 % и 1,8 %. Объем добытого газа - 0,027 млн м³. Объем закачки воды составил 356,6 тыс. м³, что на 45,3 % выше проекта.

График динамики основных показателей по объекту представлена на рисунке 3.2.1.3.

Таблица 3.2.1.8- Сравнение проектных и фактических показателей II объекта разработки месторождения Кокарна Восточная

№	Показатели	Ед. изм	2023		2024	
			проект	факт	проект	факт
1	2	3	4	5	6	7
1	Добыча нефти,	тыс.т	17,2	16,1	15,8	14,8
2	в т.ч.: из переходящих скважин	тыс.т	17,2	16,1	15,8	14,8
3	мехспособом	тыс.т	17,2	16,1	15,8	14,8
4	Накопленная добыча нефти	тыс.т	1381,7	1390,5	1397,5	1405,3
5	Добыча жидкости	тыс.т	514,0	544,9	513,4	486,6
6	в т.ч.: из переходящих скважин	тыс.т	514,0	544,9	513,4	486,6
7	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	6658,3	6958,1	7171,8	7444,7
8	Обводненность среднегодовая	%	96,7	97,0	96,9	96,9
9	в т.ч.: переходящих скважин	%	96,7	97,0	96,9	96,9
10	Коэффициент нефтеизвлечения	д.ед.	0,345	0,347	0,349	0,351
11	Степень выработки запасов	%	88,0	88,6	89,0	89,5
12	Темп отбора от начальных извлек.запасов	%	1,1	1,0	1,0	0,9
13	Темп отбора от текущих извлек.запасов	%	9,6	9,0	9,6	9,0
14	Добыча газа	млн.м3	0,444	0,078	0,409	0,027
15	Накопленная добыча газа	млн.м3	23,203	22,891	23,612	22,918
16	Закачка воды	тыс.м3	239,2	418,0	245,5	356,6
17	Накопленная закачка воды	тыс.м3	3049,8	3388,4	3295,3	3745,0
18	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях текущая	%	53,0	87,2	54,0	83,3
19	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях накопленная	%	46,5	49,7	47,0	51,7
20	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	17	16	17	16
21	в т.ч. действующих	ед.	17	16	17	16
22	бездействующих	ед.	0	0	0	0
23	в простое	ед.	0	1	0	1
24	Фонд нагнетательных скважин на конец года	ед.	3	3	3	3
25	в т.ч. действующих	ед.	3	3	3	3
26	бездействующих	ед.	0	0	0	0
27	Среднегодовой дебит по нефти	т/сут	3,0	2,8	2,8	2,7
28	Среднегодовой дебит по жидкости	т/сут	89,9	95,0	89,8	88,2
29	Средняя приемистость водонагнетательных скважин	м3/сут	242,8	369,6	249,2	324,8
30	Газовый фактор	м3/т	25,8	4,8	25,9	1,8
31	Коэффициент использования доб. скважин	доли ед.	0,9	1,0	0,9	1,0
32	Коэффициент эксплуатации доб. скважин	доли ед.	0,9	1,0	0,9	0,9
33	Коэффициент эксплуатации нагн. скважин	доли ед.	0,9	1,0	0,9	1,0

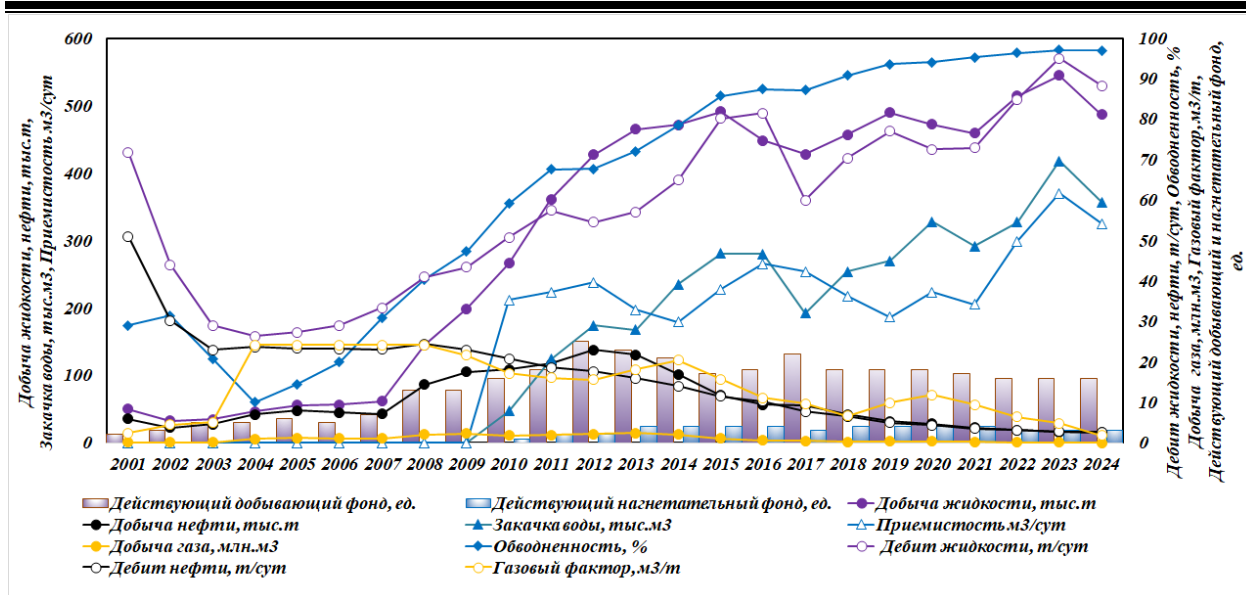


Рисунок 3.2.1.3 – График динамики основных технологических показателей II объекта месторождения Кокарна Восточная

По III объекту (горизонт ШБ-J2) Разработка объекта началась в 2015 году. Данный объект эксплуатируется 2 скважинами 62 и 66 на дату проекта. Объект разрабатывается в условиях естественного водонапорного режима.

В 2023 г. на данном объекте было добыто 1,1 тыс. тонн нефти и 48,2 тыс. тонн жидкости, что составляет отклонение от проектных показателей на 17,8% и 2,5% соответственно. Среднегодовой дебит нефти составила 1,5 т/сут, а жидкости 67,3 т/сут, что также ниже проектных значений на 21,6% и 8,6% соответственно. Уровень обводнённости продукции соответствует проектному. Объём добытого нефтяного газа составил 0,005 млн м³, а газовый фактор - 4,8 м³/т, что меньше проектных показателей на 0,019 млн м³ и 13,6 м³/т. Отбор от утверждённых извлекаемых запасов составляет 42,4%, а текущий коэффициент нефтеизвлечения достиг 0,118 д.ед., соответствуя проектным значениям. Темпы отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составили 0,6 % и 1 % соответственно, что соответствуют проектным значениям.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин по состоянию на дату отчёта составляет 2 скважины, что соответствует проекту. Коэффициент эксплуатации фонда составляет 1,0 д.ед.

В 2024 г. фактические объёмы добычи нефти и жидкости превысили проектные значения на 24,2 % и 0,9 % соответственно, составив 1,5 тыс. т и 53,2 тыс. т. В то же время объём добытого нефтяного газа значительно отстал от плана — на 88,1 %, составив 0,003 млн м³. Выработанность запасов и КИН находятся на уровне проектных значений.

Ниже представлена динамика основных технологических показателей с начала разработки по III объекту.

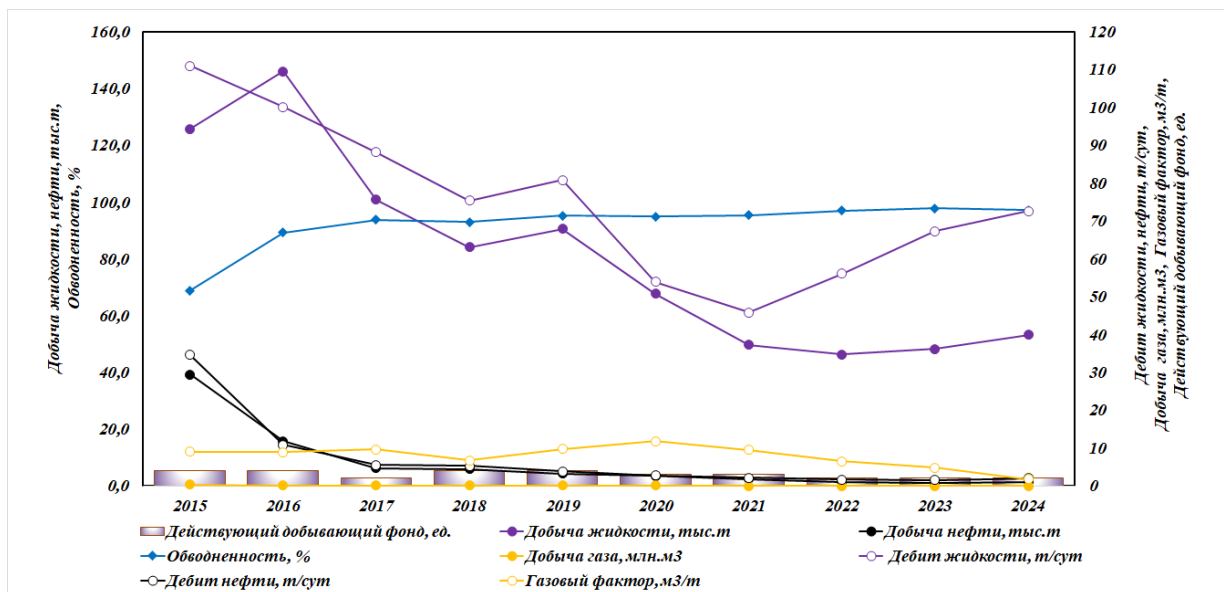


Рисунок 3.2.1.4 – График динамики основных технологических показателей III объекта месторождения Кокарна Восточная

Таблица 3.2.1.9- Сравнение проектных и фактических показателей III объекта разработки месторождения Кокарна Восточная

№	Показатели	Ед. изм	2023		2024	
			проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти,	тыс.т	1,3	1,1	1,2	1,5
2	в т.ч.: из переходящих скважин	тыс.т	1,3	1,1	1,2	1,5
3	мехспособом	тыс.т	1,3	1,1	1,2	1,5
4	Накопленная добыча нефти	тыс.т	79,3	79,7	80,5	81,2
5	Добыча жидкости	тыс.т	49,5	48,2	52,7	53,2
6	в т.ч.: из переходящих скважин	тыс.т	49,5	48,2	52,7	53,2
7	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	737,8	759,2	790,5	812,3
8	Обводненность среднегодовая	%	97,4	97,8	97,8	97,2
9	в т.ч.: переходящих скважин	%	97,4	97,8	97,8	97,2
10	Коэффициент нефтеизвлечения	д.ед.	0,117	0,118	0,119	0,120
11	Степень выработки запасов	%	42,2	42,4	42,8	43,2
12	Темп отбора от начальных извлеч.запасов	%	0,7	0,6	0,6	0,8
13	Темп отбора от текущих извлеч.запасов	%	1,2	1,0	1,1	1,4
14	Добыча газа	млн.м3	0,024	0,005	0,022	0,003
15	Накопленная добыча газа	млн.м3	0,728	0,713	0,750	0,715
16	Перевод под нагнетание добывающих скважин	ед.	0	0	0	0
17	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	2	2	2	2
18	в т.ч. действующих	ед.	2	2	2	2
19	бездействующих	ед.	0	0	0	0
20	Среднегодовой дебит по нефти	т/сут	1,9	1,5	1,7	2,0
21	Среднегодовой дебит по жидкости	т/сут	73,6	67,3	78,4	72,6
22	Газовый фактор	м3/т	18,5	4,8	18,3	1,8
23	Коэффициент использования доб. скважин	доли ед.	0,9	1,0	0,9	1,0
24	Коэффициент эксплуатации доб. скважин	доли ед.	0,9	1,0	0,9	1,0
25	Среднегодовой дебит по нефти	т/сут	1,9	1,5	1,7	2,0
26	Среднегодовой дебит по жидкости	т/сут	73,6	67,3	78,4	72,6
27	Газовый фактор	м3/т	18,5	4,8	18,3	1,8
28	Коэффициент использования доб. скважин	доли ед.	0,9	1,0	0,9	1,0
29	Коэффициент эксплуатации доб. скважин	доли ед.	0,9	1,0	0,9	1,0

IV объект (горизонт III-Т) На дату анализа не эксплуатируется. В январе 2018 года скважина 15 была переведена на данный объект эксплуатации, в ходе опробования был получен приток нефти дебитом 3,03 т/сут, обводненностью 93,6%. После чего наблюдалось постепенное снижение дебита нефти, а в июле месяце 2018 г. обводненность достигла 100%. После этого скважину перевели в бездействующий фонд.

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

С ноября 2006 г. месторождение Кокарна Восточная находится в промышленной разработке.

На 01.01.2025 г. накопленная добыча по месторождению составила 1966 тыс.т нефти. Текущий коэффициент нефтеотдачи по месторождению – 28,1%.

В таблице 3.2.2.1 представлены начальные и остаточные запасы нефти, а также выработанность объектов эксплуатации по состоянию на 01.01.2025 г. На рисунке 3.2.2.1 представлено распределение извлекаемых и геологических запасов по объектам.

В целом по месторождению Кокарна Восточная объемы НГЗ и НИЗ по категории В+С₁ составили – 7005 тыс.т и 2545 тыс.т, из них основные объемы НГЗ и НИЗ нефти в количестве – 4005 тыс.т и 1570 тыс.т., продуктивном горизонте II объекта разработки (горизонт II-Т).

Согласно, проектных документов минимальный конечный КИН - 0,077 д.ед. и максимальный – 0,351 д.ед. были получены по IV и I объектам разработки, соответственно, в целом же по месторождению утвержденный КИН составил 0,281 д.ед.

По состоянию на 01.01.2025 г. наиболее выработанным является II объект разработки, при накопленной добыче 1405,3 тыс.т выработка составляет – 89,5%, по объектам I, III и IV выработка от начальных извлекаемых запасов составила 72,3%, 43,2% и 29,6% соответственно.

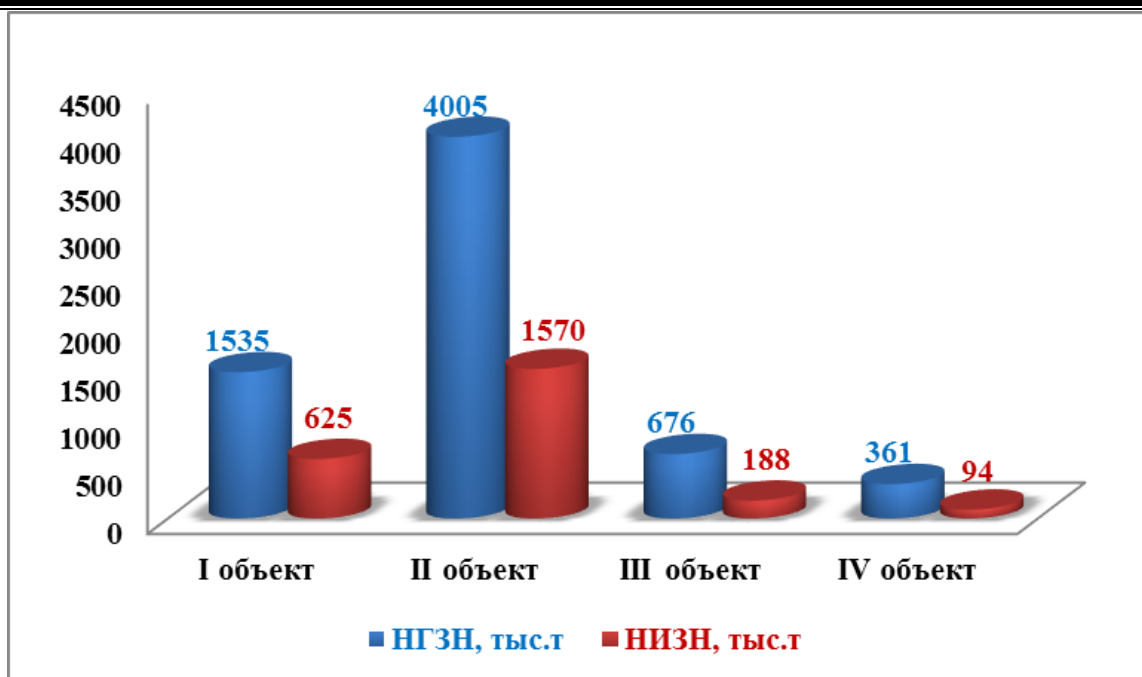


Рисунок 3.2.2.1 – Распределение НГЗН и НИЗН по объектам

Как видно из таблицы 3.2.2.1, выработка запасов нефти по объектам месторождения Восточная Кокарна сопровождается быстрым ростом обводнённости продукции. Это обусловлено как повышенной вязкостью нефти, так и близостью подошвенной воды. На месторождении также отмечается устойчивая тенденция увеличения объёма добываемой попутной воды, что связано с обводнением залежей в процессе их разработки.

Для более эффективного извлечения запасов необходимо предусмотреть методы предотвращения преждевременного прорыва воды при эксплуатации скважин, расположенных в водонефтяных зонах, а также проведение ГТМ по изоляции водопритокков. В дальнейшем, с учётом опережающей обводнённости, требуется продолжение работ по ограничению притока воды и интенсификации добычи. Также необходимо регулировать разработку путём отключения или перевода высокообводнённых скважин и вовлечения невыработанных зон.

Для оценки потенциально извлекаемых запасов нефти были применены характеристики вытеснения по методам Камбарова, Копытова, Назарова, Пирвердяна и Лысенко. Результаты представлены на рисунках 3.2.2.2–3.2.2.4, а объёмы вовлечённых в активную разработку запасов — в таблице 3.2.2.1.

Таким образом, применение данного подхода позволило определить конечный суммарный отбор нефти, который может быть достигнут при текущей системе разработки и используемых технологиях. По IV объекту характеристики вытеснения не рассматривались, так как данный объект эксплуатировался непродолжительное время.

Таблица 3.2.2.1 – Состояние и выработка запасов нефти по объектам разработки и по месторождению по состоянию на 01.01.2025 г.

Объект	Методы					Начальные запасы, тыс.т.		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Годовая добыча нефти, тыс.т	Остаточные запасы, тыс.т		КИН, %		Выработка запасов, %
	Камбаров	Копытов	Назаров	Пирвердян	Лысенко	Геол.	Изв.			Геол.	Изв.	Утв. в ГКЗ РК	Тек.	
I объект	527,7	652,7	559,2	703,3	471,1	1535	625	451,6	5,5	1083,4	173,4	40,7	29,4	72,3
II объект	1864,8	2023,5	1614,2	1535,0	1514,8	4005	1570	1405,3	14,8	2599,7	164,7	39,2	35,1	89,5
III объект	100,4	90,2	105,2	115,8	76,0	676	188	81,2	1,5	594,8	106,8	27,8	12,0	43,2
IV объект	0	0	0	0	0	361	94	27,9	0,0	333,1	66,1	26,0	7,7	29,6
В целом по мест.	2492,9	2766,4	2278,6	2354,1	2061,9	7005	2545	1966,0	21,8	5039,0	579,0	36,3	28,1	77,3

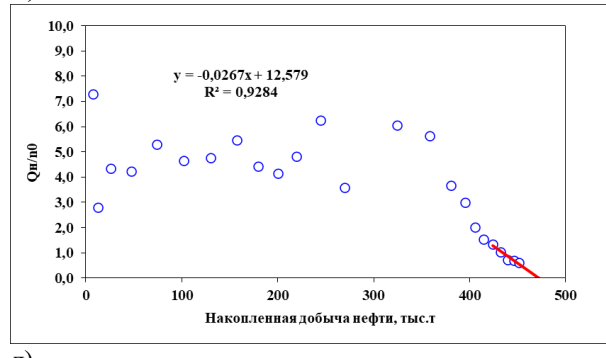
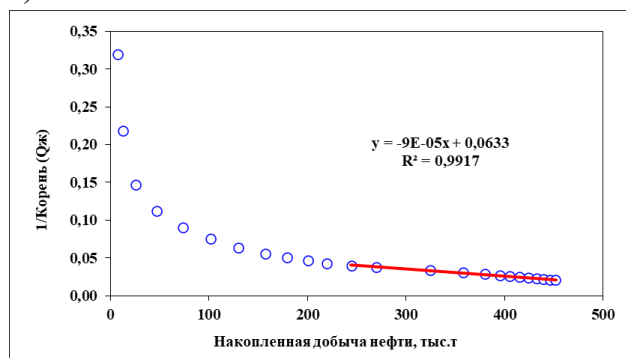
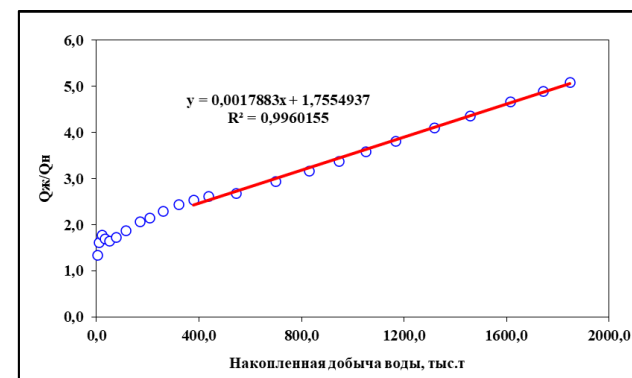
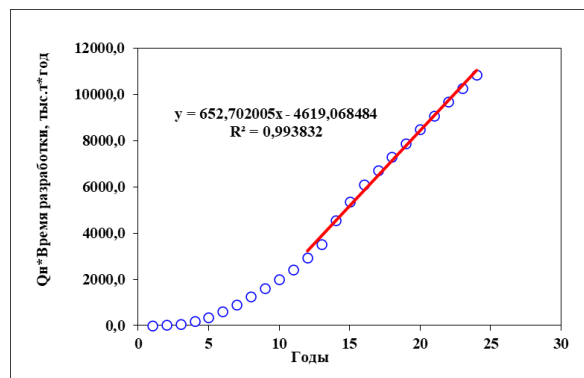
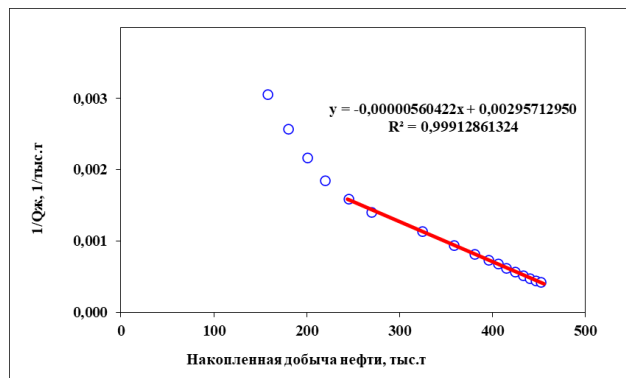
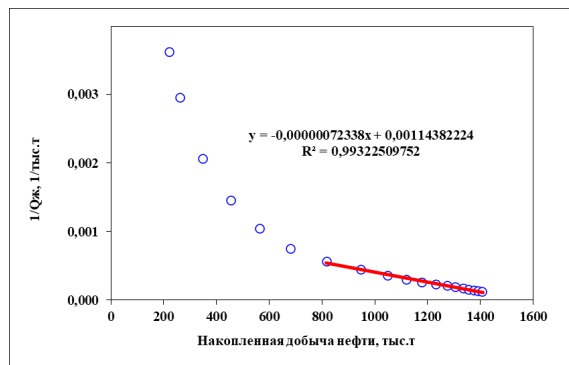
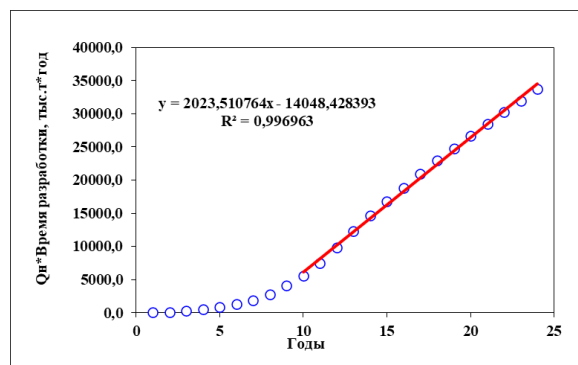


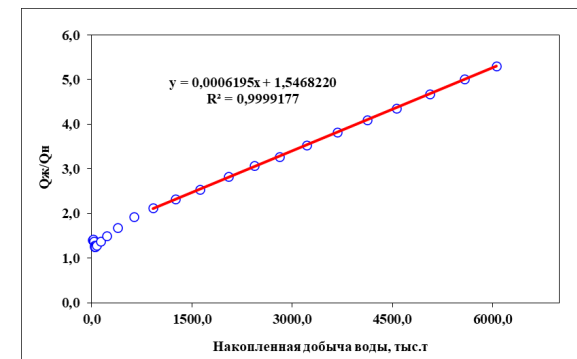
Рисунок 3.2.2.2 - I объект. Характеристики вытеснения по методам: а) Камбаров; б) Копытов; в) Назаров; г) Пирвердян; д) Лысенко



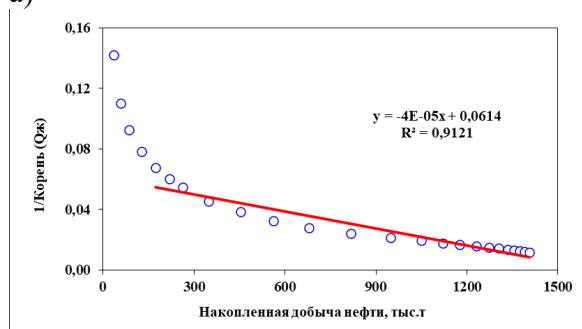
а)



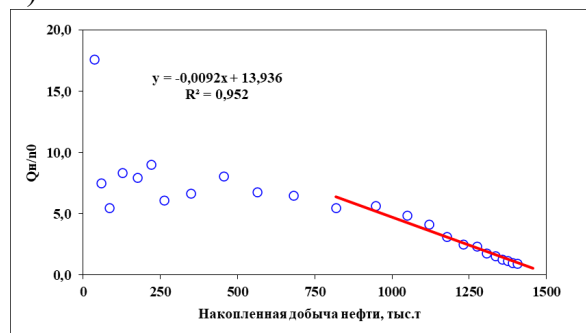
б)



в)

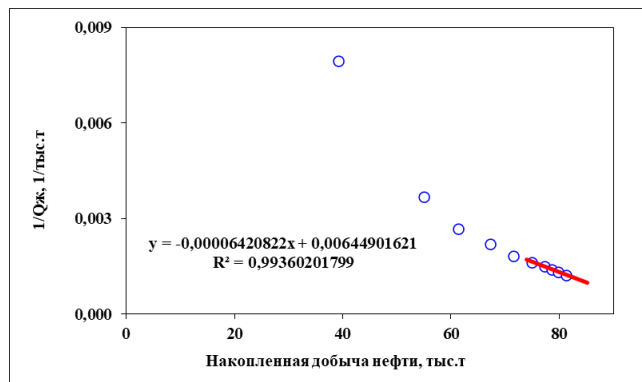


г)

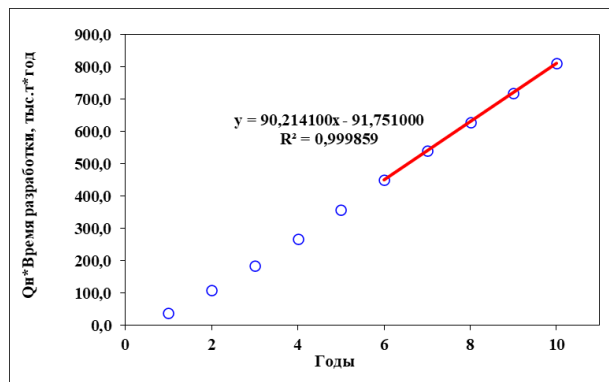


д)

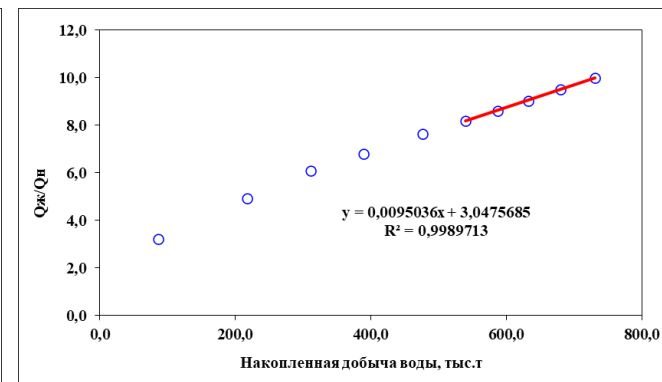
Рисунок 3.2.2.3 - II объект. Характеристики вытеснения по методам: а) Камбаров; б) Копытов; в) Назаров; г) Пирвердян; д) Лысенко



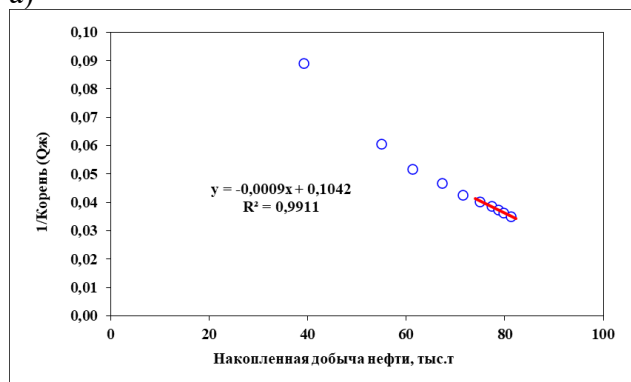
а)



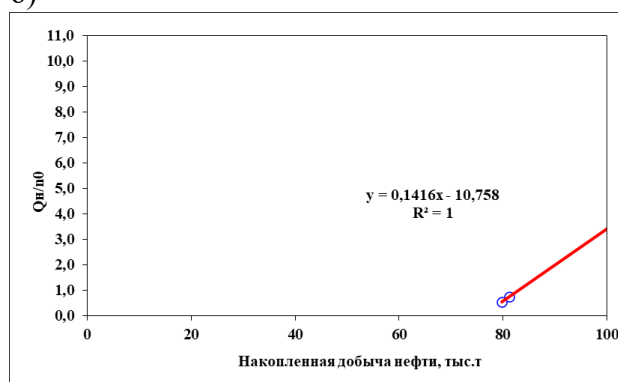
б)



в)



г)



д)

Рисунок 3.2.2.4 - III объект. Характеристики вытеснения по методам: а) Камбаров; б) Копытов; в) Назаров; г) Пирвердян; д) Лысенко

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Эффективность реализуемой системы разработки 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.

В настоящее время разработка месторождения ведется согласно «Проекту разработки месторождения Кокарна Восточная» по состоянию на 01.01.2023 г. К реализации был принят 2 вариант разработки.

Согласно утвержденному **2 варианту** было предусмотрено вести разработку месторождения существующим фондом скважин без дополнительного бурения, с усовершенствованием системы путем перевода скважин между объектами в количестве 19 скважин. Также предусмотрены ГТМ по изоляции водопритокков методом ЦПД, ГКО (глино-кислотная обработка). Максимальный фонд скважин – 51 ед., из них: добывающих – 27 скв., нагнетательных – 6 скв.

Максимальный проектный уровень отбора нефти достигается в 2023 г. и составляет 25,1 тыс.т. За рентабельный проектный период разработки – 30 лет (2023 – 2052 гг.).

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 570,3 тыс.т. Накопленная добыча нефти с начала разработки – 2477 тыс.т. Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 18534,4 тыс.т. Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 27483,9 тыс.т. Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 19467,4 тыс. м³. Накопленная закачка воды с начала разработки – 24989,9 тыс. м³. Конечная обводненность – 97,2 %.

По состоянию на 01.01.2025 г. с целью интенсификации притока, изучения методов повышения нефтеотдачи пластов и продуктивности коллектора, увеличения КИН, в рамках ОПИ были проделаны работы в добывающих скважинах 38, 40, 51, 61 путем воздействия на призабойную зону с применением инновационных технологий химического, комплексного химико-механического и термобарического воздействия. В ходе проведенных работ получены следующие результаты:

- Скважина 38: в результате испытания технологии газокислотного разрыва пласта (ГКРП) дебит нефти повысился до 1,5 т/сут., обводненность 97%.
- Скважина 40: в результате применения термогазокислотного устройства (ТГКУ) дебит нефти изменился с 1,5 т/сут. до 2,6 т/сут., обводненность понизилась до 71%.
- Скважина 51: в результате применения ТГКУ дебит нефти изменился с 2,8 т/сут. до 2,1 т/сут., обводненность повысилась до 82%. Термогазокислотное воздействие проводилось в интервалах 2275,5-2279 м, 2318-2320 м.
- Скважина 61: в результате ГКРП дебит нефти повысился с 4,4 т/сут. до 6,6 т/сут., при обводненности 73%. Воздействие проводилось в интервалах 2271,5-2275,5 м, 2283-2289 м.

Анализ полученных данных демонстрирует эффективность применения технологии ГКРП на скважинах 38 и 61, особенно в первые месяцы после её проведения. Применение технологии ТГКУ нуждается в дополнительном наблюдении и исследовании.

Также в скважине 63 проведены изоляционные работы по устранению заколонного перетока с применением микроцемента с последующей реперфорацией, ожидаемого положительного результата получено не было. В итоге данный интервал был полностью изолирован, после чего по данным ИННК был перфорирован вышележащий пласт, получен положительный результат.

Таким образом, проведенный анализ позволил обобщить и систематизировать основные проблемы разработки объектов месторождения, что в свою очередь помогло сформировать перечень мероприятий, направленных на усовершенствование существующей системы разработки. Все мероприятия были учтены в сформированных прогнозных вариантах разработки (раздел 3.4.2).

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 Кокарна Восточная, учитывая его геологическое строение, 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 выделяются зоны одинаковые по форме и размерам (d), но различающиеся по проницаемости. В пределах отдельной зоны коллекторские свойства остаются неизменными и изменяются при переходе от зоны к зоне, изменение

проницаемости по слоям и зонам имеет вероятностный характер, который математически описывается гамма-распределением и количественно – квадратом коэффициента вариации (V^2).

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, 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 расчётного суммарного отбора жидкости определяют расчетную среднюю долю нефти ($1-A_{ср}$) 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) возможным 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:

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

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.

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

На месторождении Кокарна Восточная в пределах продуктивной толщи были выявлены девять залежей нефти, из них четыре залежи – в среднеюрских отложениях I-J₂, II-J₂, IIIA-J₂, IIIB-J₂ и шесть залежей – в триасовых отложениях I-T, II-T, III-T, IV-T, V-T.

По состоянию на 01.01.2025 г. на месторождении осуществлялась разработка залежей II-J₂, II-T и IIIB-J₂ горизонтов. Залежь III-T не эксплуатировалась.

Распределение начальных геологических запасов нефти по залежам приведены на рисунке 3.4.1.1.

В разрезе среднеюрских отложений выделено три залежи нефти, приуроченные к горизонтам I-J₂, II-J₂, ШБ-J₂.

К **горизонту I-J₂** приурочены четыре песчаные линзы: в районе скважин 2 и 24, скважины 8, скважин 10, 20, 22 и 30 и скважин 16, 23 и 51. В предыдущем подсчете запасов запасы нефти в районе скважин 8 и 22 были оценены по категории С₂, а в районе скважины 2 - по категории С₁, что являлось основанием для проектирования разработки этого участка залежи.

Песчаная линза в районе скважины 2 пластовая литологически и тектонически экранированная, характеризуется небольшими нефтенасыщенными толщами (1,17 м) и площадью нефтеносности (987 тыс. м²) и невысоким потенциалом. В настоящей работе с учетом имеющихся геофизических, физико-химических и гидродинамических параметров, оценка запасов нефти залежи I-J₂ выполнена по категории С₂.

Залежь, приуроченная к **горизонту II-J₂**, пластовая сводовая с обширной водонефтяной зоной, граничащей на большей площади с законтурной областью, и только с юга экранирована тектоническим нарушением. Запасы нефти, оцененные по категории С₁, сосредоточены на юге в районе скважин 8, 15, 16, 24 и на северо-востоке в районе скважин 9 и 10. Среднее значение нефтенасыщенной толщины залежи составляет **6,5** м. Площадь нефтеносности – **4788 м²** является основной и содержит 24,7% геологических запасов нефти.

Залежь **ШБ-J₂** рассматривается как возвратный объект. Основными причинами выделения данного горизонта в качестве возвратного являются совпадение в плане с основным объектом разработки II-J₂, что позволяет вести эксплуатацию горизонта возвратным фондом с основного объекта, нерентабельность бурения дополнительных скважин на данный горизонт в связи с небольшими геологическими запасами нефти по категории С₁, которые составляют 9,8% от геологических запасов по среднеюрским горизонтам. Совместная эксплуатация горизонтов II-J₂, ШБ-J₂ не рассматривалась, так как не смотря на близкие физико-химические свойства нефти и небольшое расстояние между горизонтами, залежь горизонта II-J₂ эксплуатируется с 2001 года, залежь горизонта ШБ-J₂ эксплуатируется с 2015 года.

Площадь нефтеносности - **2309** тыс. м². Запасы оценены по двум категориям В и С₁

В данной работе залежь горизонта I-J₂ как объект эксплуатации не рассматривался, так как геологические запасы нефти по нему оценены по категории С₂.

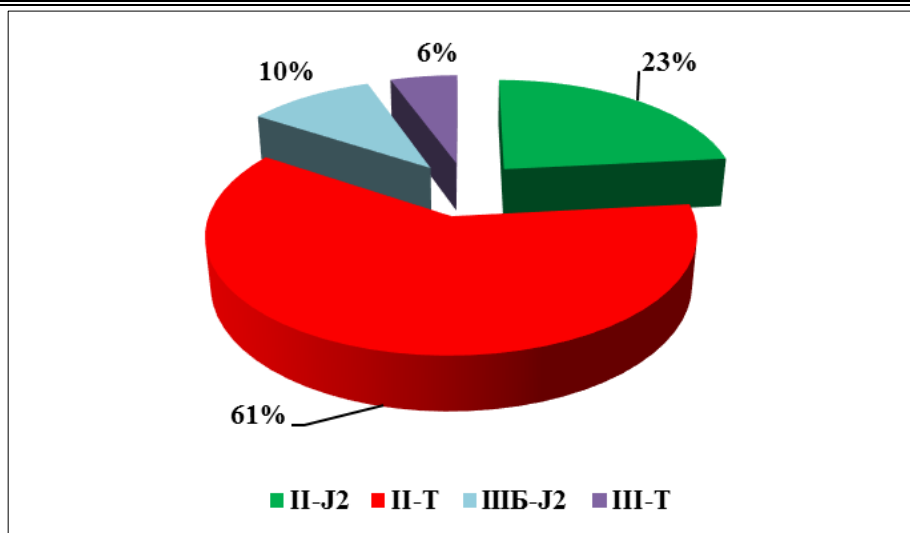


Рисунок 3.4.4.1 – Распределение балансовых запасов нефти по горизонтам

В разрезе триасовых отложений выделено пять залежей нефти, приуроченные к горизонтам: I-T, II-T, III-T, IV-T, V-T.

Горизонт I-T представляет собой выдержанную по площади песчано-алевролитовую толщу. В разрезе горизонта выделено от 4 до 15 пропластков, имеющих повсеместное распространение. Общая толщина горизонта в среднем составляет 52 м.

С данным горизонтом связана одноименная массивная нефтяная **залежь I-T**.

Значение эффективной нефтенасыщенной толщины по залежи изменяется от 1,5 м (скважина 36) до 9,3 м (скважина 66).

Продуктивность горизонта доказана получением в ходе опробования притока нефти со скважин 32, 61, 66.

Запасы **нефти** в пределах контура продуктивности оцениваются впервые по категории C₁.

По типу природного резервуара залежь массивная. Площадь нефтеносности равна 269 тыс. м². Залежь содержит 0,8 % геологических запасов нефти месторождения (геологические запасы 46 тыс. т).

В разрезе *горизонта II-T*, представляющего собой мощный песчаный пласт, кровельная часть которого замещена глинистыми пропластками, выделяется от 3 до 16 пропластков.

Залежь II-T пластовая, сводовая с обширной водонефтяной областью, значительно преобладающей над чисто нефтяной зоной с юга на незначительной площади экранирована тектоническим нарушением. Залежь с наибольшими нефтенасыщенными толщинами площадью нефтеносности – **4357 м²** является основной и содержит 63,4% геологических зап-

сов нефти, оцененных по категории В и С₁. И является основным объектом разработки. Залежь разрабатывается с 2004 года, во всех скважинах с начала разработки отмечается присутствие воды.

Коллектора *залежи III-T*, приуроченной к горизонту III-T, представлены неоднородным глинистым песчаником. Залежь пластовая сводовая, с севера и востока экранирована, а в контуре нефтеносности - осложнена глинистостными разностями, с юга экранирована тектоническим нарушением. Запасы данной залежи оценены по категориям С₁ и С₂. Общая площадь нефтеносности равна 1677 тыс. м³.

Средняя нефтенасыщенная толщина – до 4,3 м отмечаются. Залежь содержит 1,4 % геологических запасов нефти месторождения, оцененных по категории С₁.

Разница в глубине залегания триасовых залежей II-T и III-T в сводовой части составляет порядка 54 м.

В данной работе залежь III-T рассматривается как возвратный объект. Основными причинами выделения данного горизонта в качестве возвратного являются незначительные запасы нефти – 1,4 % от геологических запасов нефти категории С₁ в целом по месторождению и совпадение в плане с основным объектом разработки II-T, что позволяет вести эксплуатацию горизонта возвратным фондом с основного объекта.

В данной работе залежи горизонтов IV-T и V-T как объекты эксплуатации не рассматриваются, так как геологические запасы нефти по ним оценены по категории С₂.

Таким образом, на месторождении Кокарна Восточная при рассмотрении величин начальных геологических запасов нефти, типа и характера насыщения залежей, выделено 2 основных эксплуатационных и 2 возвратных объекта:

- I объект (основной) – нефтяная залежь II-J₂ в зоне запасов нефти С₁;
- II объект (основной) – нефтяная залежь II-T в зоне запасов В и С₁;
- возвратный III объект– нефтяная залежь горизонта II-B-J₂ в зоне запасов С₁;
- возвратный IV объект– нефтяная залежь горизонта III-T в зоне запасов С₁;

Основные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов приведены в таблице 3.4.1.1.

Таблица 3.4.1.1 – Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

п/п	Параметры	Объект			
		I (Горизонт II-J ₂)	II (Горизонт II-T)	III (Горизонт IIIБ-J ₂)	IV (Горизонт III-T)
1	2	3	4	5	6
1	Средняя глубина залегания, м	2266	2558	2347	2612
2	Тип залежи	пластовая, сводовая, тектонически экранированная			
3	Тип коллектора	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный
4	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	4788	4357	2309	1677
5	Средняя общая толщина, м	16,6	30,9	15,6	9,7
6	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	6,5	14,9	5,5	4,3
7	Пористость, доли ед.	0,18	0,20	0,21	0,18
8	Средняя насыщенность нефтью (газом), д. ед.	0,53	0,6	0,48	0,5
9	Проницаемость, мкм ²	0,01092	0,0859	-	-
10	Коэффициент песчаности, доли ед.	0,476	0,750	0,700	0,64
11	Коэффициент расчлененности, доли ед.	4,9	7,4	4,5	2,6
12	Пластовая температура, °С	73,4	76,7	77,7	84
13	Пластовое давление, МПа	20,3	26,8	20,9	28,8
14	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа×с	1,16	1,83	1,71	0,96
15	Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,7471	0,8038	0,7788	0,8065
16	Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,144	1,095	1,1	1,22
17	Содержание серы в нефти, %	0,38	0,80	0,38	0,7
18	Содержание парафина в нефти, %	2,75	2,51	2,82	2,7
19	Давление насыщения нефти газом, МПа	6,9	3,03	3,87	3,7
20	Газосодержание нефти, м3/т	20,18	25,89	18,61	20,7
21	Вязкость воды в пластовых условиях, мПа×с	0,84	1,32	0,62	-
22	Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,131	1,15	1,151	-
23	Средняя продуктивность, 10 м ³ /(сут×МПа)	0,723	0,079	0,082	-
24	Средняя проницаемость, 10 м ³ /(сут×МПа)	0,784	0,042	0,037	-
Геологические запасы нефти, тыс. т (утв. ГКЗ РК по состоянию на 01.07.2022г Прот. №2551-23-У):					
25	в том числе: по категории В+С ₁	1535	4005	676	361
	по категории С ₂	-	158	-	72
Извлекаемые запасы нефти, тыс. т (утв. ГКЗ РК по состоянию на 01.07.2022г Прот. №2551-23-У):					
26	в том числе: по категории С ₁	625	1570	188	94
	по категории С ₂	-	46	-	13
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.					
	в том числе: по запасам категории В+С ₁	0,407	0,392	0,278	0,260
	по запасам категории С ₂	-	0,291	-	-

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения было рассмотрено 2 варианта разработки месторождения.

На дату составления отчета разработка залежи на I объекте осуществлялась с поддержанием пластового давления путем закачки через нагнетательные скважины 2, 16 и 56, а на II объекте – через нагнетательные скважины 33, 35, 53. Залежь III-Т (возвратный объект III) разрабатывается на условиях естественного водонапорного режима. На дату проекта IV объект (горизонт III-Т) не эксплуатируется.

Ориентация сетки расположения скважин подбиралась, в основном, исходя из фактического расположения существующего фонда скважин и геометрии залежей. Учитывая это на месторождении, возможно, проектировать только приконтурное заводнение в сочетании с избирательным очаговым на отдельных участках залежей.

В настоящее время при разработке месторождения существует основная проблема – интенсивное обводнение добываемой продукции. В целях обеспечения проектной выработки запасов нефти и оптимизации процесса разработки месторождения необходимо проведение геолого-технологических мероприятий по эксплуатационному и нагнетательному фонду скважин с целью оптимизация режимов их работы.

Вариант 1

Предусматривается принять в качестве базового варианта ту систему разработки, которая существует в настоящее время – с поддержанием пластового давления, без необходимости дополнительного бурения.

Для повышения эффективности системы разработки планируется перевод 18 малодебитных скважин на другие объекты. Также предусмотрено выполнение комплекса геолого-технических мероприятий (ГТМ), таких как глино-кислотная обработка (ГКО), газокислотный разрыв пласта (ГКРП), изоляция водопритоков методом цементирования под давлением (ЦПД) и проведение подземного ремонта скважин (ПРС) (табл. 3.4.2.1).

Максимальный фонд скважин – 33 ед., из них: добывающих – 27 скважин, нагнетательных – 6 скважин.

Таблица 3.4.2.1-Планируемый ГТМ для 1 рекомендуемого варианта

Год	Перевод (+), выбытие (-)	I (Ю-II)	II (Т-II)	III (Ю-IIIБ)	IV (Т-III)	Всего
2025	+			23, 32		2
	-		23, 32			2
2026	+	20	15			2
	-	15	20			2
2027	+		48			1
	-	48				1
2028	+					0
	-					0
2029	+	60, 62				2
	-		60,62			2
2030	+	36				1
	-		36			1
2031	+					0
	-					0
2032	+			50		1
	-		50			1
2033	+	52				1
	-		52			1
2034	+				42, 51	2
	-	51	42			2
2035	+				12	1
	-		12			1
2036	+					0
	-					0
2037	+			60		1
	-		60			1
2038	+			45		1
	-	45				1
2039	+					0
	-					0
2040	+				15	1
	-			15		1
2041	+	50			20	2
	-	20		50		2

Вариант 2

В данном варианте система разработки, перевод и возврат эксплуатационных скважин с объекта на объект аналогична варианту 1, так же предусмотрено дополнительное бурение 5 новых добывающих скважин — 2 ед. на объекте I и 3 ед. на объекте II. Максимальный фонд скважин – 38 ед., из них: добывающих – 30 ед., нагнетательных - 8 ед. Среднее значение глубины скважин, проектируемых на среднеюрские отложения 2300 м, на триасовые – 2700 м.

На графических приложениях 21-24 приведена схема расположения пробуренных и проектных скважин по вариантам разработки 1, 2.

На основе технико-экономического анализа выбран рекомендуемый 1 вариант, обеспечивающий выработку утвержденных извлекаемых запасов нефти за рентабельный период разработки и экономические выгоды.

Таблица 3.4.2.2 – Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристики	Варианты разработки	
	1 вариант	2 вариант
1	2	3
Режим разработки		
I объект	избирательная - приконтурная	избирательная - приконтурная
II объект	избирательная - приконтурная	избирательная - приконтурная
III объект (возвратный)	без ППД	без ППД
IV объект (возвратный)	без ППД	без ППД
Система размещения скважин		
I объект	рядная	рядная
II объект	рядная	рядная
III объект (возвратный)	рядная	рядная
IV объект (возвратный)	рядная	рядная
Расстояние между скважинами, м		
I объект	250-400	250-400
II объект	250-500	250-500
III объект (возвратный)	200-400	200-400
IV объект (возвратный)	250-500	250-500
Плотность сетки, 10^{-4} м²/скв.		
I объект	15,96	14,96
II объект	11,47	10,63
III объект (возвратный)	11,55	11,55
IV объект (возвратный)	18,63	18,63
Режим работы скважин:		
добывающих	$R_{заб} \geq R_{нас}$	$R_{заб} \geq R_{нас}$
нагнетательных	$R_{заб} < R_{гидр}$	$R_{заб} < R_{гидр}$
Коэффициент использования фонда скважин	0,9	0,9
Коэффициент эксплуатации скважин		
добывающих (новая/переходящая)	0,5/0,9	0,5/0,9
нагнетательных новая/переходящая)	0,5/0,9	0,5/0,9
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %		
Коэффициент компенсации, %	95,6-97,5	95,6-95,7

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.

Согласно п. 107 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» при проектировании проекта разработки месторождения и изменений и/или дополнений к нему или анализа разработки необходимо обосновать диапазоны или предельно допустимые значения следующих показателей:

1) коэффициент компенсации по залежам;

2) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;

3) отношение пластового давления к забойному давлению;

4) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;

5) объемы добычи углеводородов;

6) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;

7) показатели ввода эксплуатационных скважин.

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 1 вариантом разработки ежегодной компенсацией отборов закачкой воды по I и II объектам и допустимого годового отклонения в размере $\pm 10\%$, 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 $\pm 10\%$ от годовых проектных показателей по добыче углеводородов и обратной закачке воды по рекомендуемому 1 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.

Установленные настоящим проектом показатели, относимые к контрактным обязательствам по эксплуатационным объектам разработки месторождения Кокарна Восточная по рекомендуемому 1 варианту разработки, приведены в таблице 3.4.2.2.

Таблица 3.4.2.3 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей

№№ п/п	Характеристика	Объект			
		I	II	III	IV
1	2	3	4	5	6
1	Плотность сетки скважин, га/скв	15,96	11,47	11,55	18,63
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	12/3	14/3	9/-	5/-
3	Коэффициент компенсации отборов	191-125	87-152	!	!
4	Отношение пластового и забойного давлений к давлению насыщения	2,9/1,4	8,8/5,2	5,4/2,4	7,7/
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	2,03	1,7	2,2	-
6	Максимальная допустимая величина газового фактора по скважинам, м ³ /т	20,2	25,9	19,1	20,7
7	Объемы добычи углеводородов	± 10 % от годовых показателей добычи			
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления	± 10 % от годовых показателей добычи			
9	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 Кокарна Восточная 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 6.5.

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 свой-

ствам. 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 «ТатНИ-ПИНЕФТЬ». 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 залежей юрских и триасовых отложений 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_{z2} – зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами, $V_{п2}$ – расчетная послойная неоднородность пластов по проницаемости, $V_{я2}$ – неоднородность сетки скважин

по языкообразованию, $\eta_{\text{ср}}$ – среднее значение коэффициента продуктивности скважин, $K_{\text{ср.пр.}}$ – среднее значение проницаемости.

Послойная неоднородность, определенная на основе данных по проницаемости по результатам гидродинамических исследований для горизонта II-J₂, составила 6,0, для горизонта II-T – 3,142, для горизонта IIБ-J₂ – 2,249.

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 для горизонта II-J₂ этот параметр принят равным 0,4, для горизонтов II-T и IIБ-T – 0,7.

Доля не коллектора по объектам определенная по разрезу распространения нефтяных слоев, для горизонта II-J₂ – 0,524, для II-T – 0,279, для IIБ-J₂ – 0,283, для IIБ-T – 0,252. Зональная неоднородность (V_z^2), определенная по удельным коэффициентам продуктивности скважин для II-J₂, составила 0,225, для II-T – 1,416, для горизонта IIБ-J₂ – 0,01. Имеющийся объем гидродинамических исследований, проведенный в единичной скважине на горизонте IIБ-T, недостаточен для оценки зональной неоднородности. В связи с этим значение зональной неоднородности принимается по аналогии с горизонтом II-T – 1,416.

Неоднородность залежей по коэффициенту продуктивности составила для залежи II-J₂ – 4,656, для II-T – 0,945, для IIБ-J₂ – 1,692. Для залежи IIБ-T и IIБ-T неоднородность принята 0,945 по аналогии с залежью II-T.

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

Экономическая эффективность разработки месторождения Кокарна Восточная Атырауской области Республики Казахстан представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами в ходе реализации проекта.

Каждая Компания в своей учетной политике выбирает свою обоснованную основу для распределения косвенных и общепроизводственных затрат. Чаще всего Компании-недропользователи используют в качестве основы распределения объем добытых за отчетный период полезных ископаемых.

Нормативы затрат, использованные в расчетах определены в соответствии с фактическими затратами АО «Матен Петролеум» за 2024 год. В расчетах экономических показателей разработки месторождения капитальные затраты проекта оценивались укрупнено по

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

- Перевод скважин на другие горизонты;
- Выбытие скважин;
- Обустройство устья скважины;
- Монтаж выкидных линий;
- Строительство площадок скважин и подъездных дорог;
- Установка прибора для контроля параметра режима бурения (ГТИ);
- Прочие объекты промысла.

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
	Капитальные вложения		
1	<i>Строительство скважин</i>		
1	Бурение вертикальной скважин	тыс.тенге	1 256 850,00
2	Перевод добывающих скважин с других горизонтов	тыс.тенге	12 250,00
3	Перевод скважин, временно дающих нефть в ППД	тыс.тенге	12 250,00
4	Выбытие скважин	тыс.тенге	10 780,00
2	<i>Надземное строительство</i>		
1	Обустройство устья скважины	тыс.тенге	28 175,00
2	ПРС	тыс.тенге	4 491,83
3	Изоляция водопритоков методом ЦПД	тыс.тенге	21 777,78
4	ГКО (глино-кислотная обработка)	тыс.тенге	17 422,22
5	ГКРП (газокислотный разрыв пласта)	тыс.тенге	27 222,22
3	<i>Оборудование для обустройства промысла</i>		
1	Прочие объекты промысла 10% (от затрат на Надземное строительство)	тыс.тенге	10%

Результаты расчетов капитальных вложений по рекомендуемому варианту 1 представлены в таблице 4.2.1.1., по 2 варианту в табличном приложении 12.

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	2	3	4
1	Коэффициент потерь при добыче и транспортировке нефти		0,8
2	Уровень использования нефти на продажу	%	99,2%
3	Среднегодовая оплата труда 1-го работника ППП	тыс.тенге	3 960,0
4	Среднегодовая оплата труда 1-го работника АУП	тыс.тенге	6 960,0
5	Расходы, относимые на себестоимость продукции		
5.1	Затраты на сырье и материалы	тыс.тенге/тыс.т	297,77

Продолжение таблицы 3.5.2

1	2	3	4
5.2	Затраты на электроэнергию и пр. ресурсы (производство)	тыс.тенге/тыс.т	150,56
5.3	Затраты на ГСМ	тыс.тенге/тыс.т	42,75
5.4	Затраты производственного характера	тыс.тенге/скв	26 974,83
5.5	Затраты на ТБ И ООС	тыс.тенге/тыс.т	11,94
5.6	ГИС и геодинамический мониторинг недр	тыс.тенге/скв	438,86
5.7	Затраты на страхование	тыс.тенге/чел. ПП	1 387,23
5.8	Затраты на ремонт	тыс.тенге/скв	2 532,99
6	Расходы периода:		
6.1.	Содержание АУП	тыс.тенге/год	11,86
7	Удельный вес продажи нефти на внешний рынок	%	80%
8	Удельный вес продажи нефти на внутренний рынок	%	20%

Амортизационные отчисления включаемые в себестоимость продукции рассчитывались по производственному методу в соответствии со стандартом бухгалтерского учета РК № 20 «Учет и отчетность нефтегазодобывающей промышленности» и методическими рекомендациями к нему.

Экономика предприятия будет основываться на стандартной модели налогообложения с учетом особенностей контракта на недропользование, выданного АО «Матен Петролеум». 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.

Нормативная себестоимость применяется в компаниях, которые используют нормативный метод учёта затрат и расчёта себестоимости. Вычисляется на основе установленных норм расхода материальных и трудовых ресурсов. Используется для сравнения фактических затрат с плановыми и последующего анализа отклонений.

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	2	3
1	Минимальный расчетный показатель МРП	3 932 тенге
2	Минимальный размер Зарботной платы	85 000 тенге
3	Отчисления в Фонд государственного социального страхования	11%
4	Отчисления в Фонд государственного медицинского страхования и социального страхования	2%
5	Отчисления в пенсионный фонд	10%

6	Амортизационные отчисления фиксированных активов, подлежащих вычету при налогообложении	по Налоговому Кодексу РК
7	Затраты на обучение казахстанских специалистов (Контракт)	1% от общей суммы инвестиций
8	НИОКР (Контракт)	1% от затрат на добычу нефти предыдущего года
9	Перечисления в Ликвидационный фонд (по утв. Программе ликвид.)	из расчета: удельный норматив * годовая добыча нефти
10	Развитие социальной сферы и инфраструктуры, тенге/год	1 000 000
11	Корпоративный подоходный налог	20%

Продолжение таблицы 3.5.3

1	2	3
12	НДПИ	по шкале
13	Налог на добавленную стоимость при покупке товаров и услуг	12%
14	Налог на добавленную стоимость при реализации продукции на внутреннем рынке	12%
15	Налог на имущество	1,50%
16	Налог на сверхприбыль	по шкале
17	Прочие налоги и отчисления в бюджет	1,50%
18	Цена реализации нефти на внешнем рынке, тенге/т	268 432
19	Цена реализации нефти на внутреннем рынке, тенге/т	93 100
20	Цена транспортировки нефти на внешнем рынке, тенге/т	20 362
21	Цена транспортировки нефти на внутреннем рынке (без учета НДС), тенге/т	11 556
22	Год начала проекта	2025
23	Курс доллара США, тенге/доллар	490

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ**4.1 Технологические показатели вариантов разработки**

Для оценки рациональной разработки залежей месторождения Кокарна Восточная, а также экономически рентабельного КИН проводились расчеты прогнозных технологических показателей разработки. В основу гидродинамических расчетов положены фактические данные о дебитах скважин, расчетные данные продуктивности пластов, их неоднородности, полученные в период опробования продуктивных пластов. Расчеты проводились с использованием данных, созданных по фактическому состоянию разработки. Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном её совершенствовании.

Вариант 1.

Проектный период разработки – 2025 – 2052 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 511,3 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 2477,3 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 15097,1 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 25794,6 тыс.т.

Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 12574,0 тыс. м³.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 19553,1 тыс. м³.

Конечная обводненность – 97,4%. Рентабельный КИН – 0,377 д.ед.

Вариант 2.

Проектный период разработки – 2025 – 2048 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 449,7 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 2465,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 15431,1 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 26128,7 тыс.т.

Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 12871,9 тыс. м³.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 19851,0 тыс. м³.

Конечная обводненность – 97,1%. Рентабельный КИН – 0,375 д.ед.

Согласно технико – экономических расчетов к реализации рекомендуется вариант 1. Результаты расчетов технологических показателей разработки по рекомендуемому варианту по объектам и в целом по месторождению приведены в таблицах 4.1.1 – 4.1.10, по второму варианту разработки в табличных приложениях 1-10.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1. Месторождение Кокарна Восточная.

Годы	Бурения скважин			Перевод доб. скв. между объектами	Перевод скв. врем да-ющих нефть в ППД	Фонд сква-жин с начала раз-работки	Эксплуатац. бурение с начала раз-работки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добываю-щих скважин на конец периода		Фонд нагне-тательных скважин	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приеми-стость нагне-тательных скважин, м³/сут
	Всего	До-быв.	Нагнет.					Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механи-зированных		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	2	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,3	68,6	263,3
2026	0	0	0	2	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,3	68,4	262,3
2027	0	0	0	1	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,3	68,4	262,4
2028	0	0	0	0	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,2	65,1	249,9
2029	0	0	0	2	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,2	65,5	251,2
2030	0	0	0	1	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,2	64,2	246,5
2031	0	0	0	0	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,1	62,7	240,7
2032	0	0	0	1	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,0	62,8	241,3
2033	0	0	0	1	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,1	64,3	247,1
2034	0	0	0	2	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,3	64,1	245,4
2035	0	0	0	1	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,3	61,2	233,9
2036	0	0	0	0	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,2	59,7	228,5
2037	0	0	0	1	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,2	62,0	237,2
2038	0	0	0	1	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,2	64,1	245,7
2039	0	0	0	0	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,1	63,0	241,9
2040	0	0	0	1	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,2	60,3	230,9
2041	0	0	0	2	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,3	60,3	230,4
2042	0	0	0	0	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,2	58,5	223,9
2043	0	0	0	0	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,1	57,3	219,4
2044	0	0	0	0	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,0	56,1	215,1
2045	0	0	0	0	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	1,9	55,0	211,0
2046	0	0	0	0	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	1,8	53,9	207,1
2047	0	0	0	0	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	1,7	52,9	203,3
2048	0	0	0	0	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	1,6	51,9	199,8
2049	0	0	0	0	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	1,5	50,3	193,7
2050	0	0	0	0	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	1,4	48,7	187,9
2051	0	0	0	0	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	1,3	47,3	182,5
2052	0	0	0	0	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	1,2	45,9	177,4

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению. Вариант 1. Месторождение Кокарна Восточная.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коеф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбора. закач- кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м3	Накопленная закачка воды, тыс.м3		Годовая	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2025	21,3	0,9	4,2	1987,4	80,2	0,302	623,4	623,4	11320,9	10883,7	96,6	519,0	7498,1	95,6	0,506	29,182
2026	21,1	0,9	4,3	2008,5	81,1	0,305	620,8	620,8	11941,7	11504,5	96,6	517,0	8015,0	95,6	0,492	29,674
2027	21,0	0,8	4,5	2029,5	81,9	0,309	620,9	620,9	12562,6	12125,4	96,6	517,2	8532,2	95,6	0,483	30,157
2028	20,1	0,8	4,5	2049,6	82,7	0,312	591,4	591,4	13154,0	12716,9	96,6	492,6	9024,8	95,6	0,457	30,614
2029	20,0	0,8	4,7	2069,6	83,6	0,315	594,4	594,4	13748,5	13311,3	96,6	495,2	9519,9	95,7	0,453	31,067
2030	19,6	0,8	4,8	2089,2	84,3	0,318	583,1	583,1	14331,6	13894,4	96,6	485,8	10005,7	95,7	0,440	31,507
2031	18,8	0,8	4,8	2108,0	85,1	0,321	569,1	569,1	14900,7	14463,5	96,7	474,4	10480,1	95,8	0,421	31,928
2032	18,6	0,7	5,0	2126,6	85,9	0,323	570,2	570,2	15470,9	15033,7	96,7	475,6	10955,7	95,8	0,411	32,339
2033	18,9	0,8	5,4	2145,5	86,6	0,326	583,8	583,8	16054,7	15617,5	96,8	487,0	11442,6	95,8	0,415	32,754
2034	20,9	0,8	6,3	2166,4	87,5	0,329	581,9	581,9	16636,6	16199,4	96,4	483,6	11926,3	95,4	0,453	33,207
2035	20,8	0,8	6,7	2187,2	88,3	0,333	555,6	555,6	17192,2	16755,0	96,2	461,0	12387,2	95,2	0,450	33,657
2036	20,0	0,8	6,9	2207,2	89,1	0,336	542,3	542,3	17734,5	17297,3	96,3	450,3	12837,5	95,3	0,432	34,090
2037	20,2	0,8	7,5	2227,4	89,9	0,339	562,6	562,6	18297,1	17859,9	96,4	467,6	13305,1	95,4	0,434	34,523
2038	20,3	0,8	8,1	2247,7	90,7	0,342	582,0	582,0	18879,1	18441,9	96,5	484,2	13789,3	95,5	0,435	34,958
2039	19,5	0,8	8,5	2267,2	91,5	0,345	572,5	572,5	19451,6	19014,4	96,6	476,8	14266,1	95,6	0,417	35,374
2040	19,7	0,8	9,4	2286,9	92,3	0,348	547,6	547,6	19999,2	19562,0	96,4	455,1	14721,2	95,4	0,421	35,795
2041	20,7	0,8	10,9	2307,6	93,2	0,351	547,6	547,6	20546,7	20109,6	96,2	454,2	15175,3	95,1	0,441	36,236
2042	19,8	0,8	11,7	2327,4	94,0	0,354	531,7	531,7	21078,4	20641,2	96,3	441,3	15616,6	95,2	0,421	36,657
2043	18,8	0,8	12,6	2346,2	94,7	0,357	520,5	520,5	21598,9	21161,7	96,4	432,5	16049,1	95,4	0,401	37,059
2044	17,9	0,7	13,7	2364,1	95,4	0,359	509,8	509,8	22108,6	21671,5	96,5	424,0	16473,1	95,5	0,383	37,441
2045	17,1	0,7	15,1	2381,2	96,1	0,362	499,5	499,5	22608,2	22171,0	96,6	415,9	16889,0	95,6	0,365	37,806
2046	16,3	0,7	17,0	2397,5	96,8	0,365	489,8	489,8	23097,9	22660,8	96,7	408,2	17297,2	95,7	0,348	38,155
2047	15,5	0,6	19,5	2413,0	97,4	0,367	480,4	480,4	23578,3	23141,2	96,8	400,7	17697,9	95,8	0,332	38,487
2048	14,7	0,6	23,0	2427,7	98,0	0,369	471,4	471,4	24049,7	23612,5	96,9	393,7	18091,6	96,0	0,314	38,801
2049	13,8	0,6	28,0	2441,5	98,6	0,371	456,6	456,6	24506,3	24069,2	97,0	381,7	18473,4	96,1	0,294	39,095
2050	13,0	0,5	36,5	2454,5	99,1	0,373	442,6	442,6	24948,9	24511,7	97,1	370,3	18843,7	96,2	0,276	39,371
2051	12,0	0,5	53,2	2466,5	99,6	0,375	429,2	429,2	25378,1	24940,9	97,2	359,7	19203,4	96,4	0,255	39,625
2052	10,8	0,4	100,0	2477,3	100,0	0,377	416,5	416,5	25794,6	25357,4	97,4	349,7	19553,1	96,6	0,230	39,855

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по I объекту. Вариант 1.

Годы	Бурения скважин			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод нагн. скв. с других гор.	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатация бурения 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	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	18
2025	0	0	0	0	0	0	24	13,1	0	0	0	9	9	3	1,7	35,0	181,2
2026	0	0	0	1	1	0	25	13,1	0	0	0	9	9	3	1,6	34,9	178,7
2027	0	0	0	0	1	0	25	13,1	0	0	0	8	8	3	1,7	34,7	165,0
2028	0	0	0	0	0	0	25	13,1	0	0	0	8	8	3	1,7	34,5	158,3
2029	0	0	0	2	0	0	27	13,1	0	0	0	10	10	3	2,0	43,1	185,3
2030	0	0	0	1	0	0	28	13,1	0	0	0	11	11	3	1,9	42,9	196,9
2031	0	0	0	0	0	0	28	13,1	0	0	0	11	11	3	1,9	42,7	195,1
2032	0	0	0	0	0	0	28	13,1	0	0	0	11	11	3	1,8	42,5	221,8
2033	0	0	0	1	0	0	29	13,1	0	0	0	12	12	3	1,9	44,6	246,6
2034	0	0	0	0	1	0	29	13,1	0	0	0	11	11	3	2,0	49,1	258,8
2035	0	0	0	0	0	0	29	13,1	0	0	0	11	11	3	2,0	48,8	244,1
2036	0	0	0	0	0	0	29	13,1	0	0	0	11	11	3	1,9	48,6	236,3
2037	0	0	0	0	0	0	29	13,1	0	0	0	11	11	3	1,9	48,4	261,3
2038	0	0	0	0	1	0	29	13,1	0	0	0	10	10	3	1,9	48,1	284,0
2039	0	0	0	0	0	0	29	13,1	0	0	0	10	10	3	2,0	47,9	276,3
2040	0	0	0	0	0	0	29	13,1	0	0	0	10	10	3	1,9	47,6	262,3
2041	0	0	0	1	1	0	30	13,1	0	0	0	10	10	3	2,1	52,4	260,3
2042	0	0	0	0	0	0	30	13,1	0	0	0	10	10	3	2,0	52,1	247,1
2043	0	0	0	0	0	0	30	13,1	0	0	0	10	10	3	2,0	51,9	238,0
2044	0	0	0	0	0	0	30	13,1	0	0	0	10	10	3	1,9	51,6	229,4
2045	0	0	0	0	0	0	30	13,1	0	0	0	10	10	3	1,9	51,4	221,1
2046	0	0	0	0	0	0	30	13,1	0	0	0	10	10	3	1,8	51,1	213,3
2047	0	0	0	0	0	0	30	13,1	0	0	0	10	10	3	1,8	50,8	205,9
2048	0	0	0	0	0	0	30	13,1	0	0	0	10	10	3	1,7	50,6	198,7
2049	0	0	0	0	0	0	30	13,1	0	0	0	10	10	3	1,7	50,3	195,0
2050	0	0	0	0	0	0	30	13,1	0	0	0	10	10	3	1,6	50,1	191,2
2051	0	0	0	0	0	0	30	13,1	0	0	0	10	10	3	1,5	49,8	188,1
2052	0	0	0	0	0	0	30	13,1	0	0	0	10	10	3	1,3	49,6	185,2

Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 1.

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 от-бор. за-кач- кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м3	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. ме-ханиз. спо-собом	Всего	В т.ч. ме-ханиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м3	Накоп-ленная за-качка воды, тыс.м3		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2025	5,2	0,8	3,0	456,8	73,1	0,298	106,1	106,1	2405,1	2244,8	95,1	178,6	3412,6	189	0,105	4,842
2026	5,0	0,8	3,0	461,8	73,9	0,301	105,5	105,5	2510,7	2350,3	95,3	176,1	3588,7	188	0,100	4,943
2027	4,8	0,8	2,9	466,5	74,6	0,304	98,7	98,7	2609,3	2449,0	95,2	162,6	3751,3	185	0,096	5,039
2028	4,5	0,7	2,9	471,1	75,4	0,307	92,9	92,9	2702,2	2541,8	95,1	156,0	3907,2	189	0,092	5,130
2029	6,1	1,0	4,0	477,2	76,4	0,311	131,8	131,8	2834,0	2673,6	95,4	182,6	4089,8	156	0,124	5,254
2030	6,7	1,1	4,6	484,0	77,4	0,315	152,2	152,2	2986,2	2825,9	95,6	194,0	4283,8	144	0,136	5,390
2031	6,9	1,1	4,9	490,9	78,5	0,320	158,0	158,0	3144,2	2983,9	95,6	192,3	4476,1	137	0,140	5,530
2032	6,6	1,1	4,9	497,5	79,6	0,324	157,2	157,2	3301,5	3141,1	95,8	218,5	4694,6	157	0,134	5,664
2033	7,2	1,2	5,7	504,8	80,8	0,329	173,2	173,2	3474,7	3314,3	95,8	243,0	4937,6	158	0,146	5,810
2034	7,7	1,2	6,4	512,4	82,0	0,334	189,1	189,1	3663,9	3503,5	95,9	255,1	5192,7	152	0,155	5,965
2035	7,4	1,2	6,6	519,9	83,2	0,339	180,7	180,7	3844,5	3684,2	95,9	240,6	5433,3	150	0,150	6,115
2036	7,2	1,2	6,9	527,1	84,3	0,343	179,8	179,8	4024,3	3864,0	96,0	232,8	5666,1	146	0,145	6,260
2037	7,0	1,1	7,1	534,1	85,4	0,348	178,9	178,9	4203,2	4042,8	96,1	257,5	5923,6	163	0,141	6,401
2038	6,8	1,1	7,5	540,8	86,5	0,352	169,2	169,2	4372,4	4212,0	96,0	279,8	6203,4	187	0,137	6,538
2039	6,6	1,1	7,8	547,4	87,6	0,357	161,0	161,0	4533,4	4373,1	95,9	272,2	6475,7	191	0,133	6,671
2040	6,4	1,0	8,2	553,8	88,6	0,361	160,2	160,2	4693,6	4533,2	96,0	258,5	6734,2	182	0,129	6,800
2041	7,1	1,1	10,0	560,9	89,7	0,365	176,2	176,2	4869,8	4709,5	96,0	256,5	6990,6	164	0,143	6,943
2042	6,9	1,1	10,7	567,8	90,8	0,370	175,3	175,3	5045,2	4884,8	96,1	243,5	7234,2	157	0,139	7,081
2043	6,7	1,1	11,6	574,4	91,9	0,374	174,5	174,5	5219,6	5059,3	96,2	234,6	7468,8	152	0,135	7,216
2044	6,5	1,0	12,8	580,9	92,9	0,378	173,6	173,6	5393,2	5232,8	96,3	226,1	7694,8	147	0,131	7,347
2045	6,3	1,0	14,2	587,2	93,9	0,383	172,7	172,7	5565,9	5405,6	96,4	217,9	7912,8	143	0,127	7,473
2046	6,1	1,0	16,1	593,3	94,9	0,386	171,9	171,9	5737,8	5577,4	96,5	210,2	8122,9	139	0,123	7,596
2047	5,9	0,9	18,6	599,2	95,9	0,390	171,0	171,0	5908,8	5748,4	96,5	203,0	8325,9	135	0,119	7,715
2048	5,7	0,9	22,2	604,9	96,8	0,394	170,1	170,1	6078,9	5918,6	96,6	195,8	8521,7	131	0,116	7,831
2049	5,6	0,9	27,6	610,4	97,7	0,398	169,3	169,3	6248,2	6087,8	96,7	192,2	8713,9	129	0,112	7,943
2050	5,4	0,9	37,0	615,8	98,5	0,401	168,4	168,4	6416,7	6256,3	96,8	188,5	8902,4	127	0,109	8,051
2051	5,0	0,8	54,6	620,8	99,3	0,404	167,6	167,6	6584,3	6423,9	97,0	185,3	9087,7	126	0,101	8,152
2052	4,4	0,7	100,0	625,2	100,0	0,407	166,8	166,8	6751,0	6590,7	97,4	182,5	9270,3	125	0,089	8,241

Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Вариант 1.

Годы	Бурения скважин			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод нагн. скв. с других гор.	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	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	18
2025	0	0	0	0	2	0	38	101,7	0	0	0	14	14	3	2,7	88,1	345,4
2026	0	0	0	0	1	0	38	101,7	0	0	0	13	13	3	2,7	88,1	345,9
2027	0	0	0	0	0	0	38	101,7	0	0	0	13	13	3	2,6	83,7	359,8
2028	0	0	0	0	0	0	38	101,7	0	0	0	13	13	3	2,3	75,3	341,5
2029	0	0	0	0	2	0	38	101,7	0	0	0	11	11	3	2,3	75,3	317,2
2030	0	0	0	0	1	0	38	101,7	0	0	0	10	10	3	2,4	79,1	296,1
2031	0	0	0	0	0	0	38	101,7	0	0	0	10	10	3	2,4	79,1	286,3
2032	0	0	0	0	1	0	38	101,7	0	0	0	9	9	3	2,3	75,2	260,8
2033	0	0	0	0	1	0	38	101,7	0	0	0	8	8	3	2,4	78,9	247,5
2034	0	0	0	0	1	0	38	101,7	0	0	0	7	7	3	2,5	82,9	231,9
2035	0	0	0	0	1	0	38	101,7	0	0	0	6	6	3	2,6	91,1	223,6
2036	0	0	0	0	0	0	38	101,7	0	0	0	6	6	3	2,7	95,7	220,7
2037	0	0	0	0	1	0	38	101,7	0	0	0	5	5	3	2,9	100,5	213,2
2038	0	0	0	0	0	0	38	101,7	0	0	0	5	5	3	3,0	105,5	207,4
2039	0	0	0	0	0	0	38	101,7	0	0	0	5	5	3	2,9	104,5	207,5
2040	0	0	0	0	0	0	38	101,7	0	0	0	5	5	3	2,8	99,2	199,5
2041	0	0	0	0	0	0	38	101,7	0	0	0	5	5	3	2,6	98,7	200,6
2042	0	0	0	0	0	0	38	101,7	0	0	0	5	5	3	2,5	97,7	200,7
2043	0	0	0	0	0	0	38	101,7	0	0	0	5	5	3	2,4	96,8	200,8
2044	0	0	0	0	0	0	38	101,7	0	0	0	5	5	3	2,3	95,8	200,9
2045	0	0	0	0	0	0	38	101,7	0	0	0	5	5	3	2,2	94,8	200,9
2046	0	0	0	0	0	0	38	101,7	0	0	0	5	5	3	2,2	93,9	200,9
2047	0	0	0	0	0	0	38	101,7	0	0	0	5	5	3	2,1	93,0	200,7
2048	0	0	0	0	0	0	38	101,7	0	0	0	5	5	3	1,9	92,0	200,8
2049	0	0	0	0	0	0	38	101,7	0	0	0	5	5	3	1,7	87,4	192,3
2050	0	0	0	0	0	0	38	101,7	0	0	0	5	5	3	1,5	83,1	184,5
2051	0	0	0	0	0	0	38	101,7	0	0	0	5	5	3	1,3	78,9	176,9
2052	0	0	0	0	0	0	38	101,7	0	0	0	5	5	3	1,2	75,0	169,6

Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 1.

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, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбор. закач-кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м3	
		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		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2025	13,7	0,9	8,3	1419,0	90,4	0,354	442,0	442,0	7886,7	7632,2	96,9	340,4	4085,5	87	0,353	23,271
2026	12,3	0,8	8,1	1431,3	91,2	0,357	398,9	398,9	8285,6	8031,0	96,9	340,9	4426,3	97	0,318	23,589
2027	11,2	0,7	8,1	1442,5	91,9	0,360	366,0	366,0	8651,7	8397,1	96,9	354,6	4780,9	110	0,289	23,879
2028	10,2	0,6	8,0	1452,6	92,5	0,363	329,4	329,4	8981,1	8726,5	96,9	336,6	5117,5	116	0,263	24,142
2029	9,4	0,6	8,0	1462,0	93,1	0,365	301,9	301,9	9283,0	9028,5	96,9	312,6	5430,1	118	0,242	24,384
2030	8,6	0,5	8,0	1470,6	93,7	0,367	278,3	278,3	9561,3	9306,7	96,9	291,8	5721,9	119	0,223	24,607
2031	7,9	0,5	8,0	1478,5	94,2	0,369	266,1	266,1	9827,4	9572,8	97,0	282,1	6004,0	121	0,205	24,812
2032	7,3	0,5	8,0	1485,8	94,6	0,371	239,1	239,1	10066,4	9811,9	97,0	257,0	6261,1	122	0,189	25,001
2033	6,7	0,4	8,0	1492,5	95,1	0,373	224,5	224,5	10290,9	10036,4	97,0	244,0	6505,0	124	0,174	25,175
2034	6,2	0,4	8,0	1498,7	95,5	0,374	207,8	207,8	10498,8	10244,2	97,0	228,6	6733,6	125	0,160	25,334
2035	5,7	0,4	8,0	1504,4	95,8	0,376	198,0	198,0	10696,7	10442,1	97,1	220,4	6954,0	127	0,147	25,481
2036	5,5	0,3	8,3	1509,8	96,2	0,377	193,1	193,1	10889,8	10635,3	97,2	217,5	7171,4	128	0,141	25,622
2037	5,2	0,3	8,7	1515,1	96,5	0,378	184,5	184,5	11074,3	10819,7	97,2	210,1	7381,5	130	0,135	25,758
2038	5,0	0,3	9,1	1520,1	96,8	0,380	177,4	177,4	11251,7	10997,2	97,2	204,4	7585,9	131	0,130	25,888
2039	4,8	0,3	9,7	1524,9	97,1	0,381	175,7	175,7	11427,4	11172,8	97,3	204,5	7790,4	133	0,125	26,013
2040	4,6	0,3	10,3	1529,6	97,4	0,382	166,9	166,9	11594,3	11339,7	97,2	196,6	7987,0	134	0,120	26,133
2041	4,4	0,3	11,0	1534,0	97,7	0,383	166,0	166,0	11760,3	11505,8	97,3	197,7	8184,7	136	0,115	26,248
2042	4,3	0,3	11,9	1538,3	98,0	0,384	164,4	164,4	11924,7	11670,2	97,4	197,8	8382,4	137	0,110	26,358
2043	4,1	0,3	12,9	1542,4	98,2	0,385	162,7	162,7	12087,5	11832,9	97,5	197,9	8580,3	139	0,106	26,464
2044	3,9	0,3	14,2	1546,3	98,5	0,386	161,1	161,1	12248,6	11994,0	97,6	198,0	8778,3	140	0,102	26,566
2045	3,8	0,2	15,9	1550,1	98,7	0,387	159,5	159,5	12408,1	12153,5	97,6	198,0	8976,3	142	0,098	26,663
2046	3,6	0,2	18,2	1553,7	99,0	0,388	157,9	157,9	12566,0	12311,4	97,7	198,0	9174,3	143	0,094	26,757
2047	3,5	0,2	21,3	1557,2	99,2	0,389	156,3	156,3	12722,3	12467,8	97,8	197,8	9372,0	145	0,090	26,847
2048	3,2	0,2	24,9	1560,4	99,4	0,390	154,8	154,8	12877,1	12622,5	97,9	197,9	9569,9	146	0,083	26,930
2049	2,8	0,2	29,6	1563,2	99,6	0,390	147,0	147,0	13024,1	12769,6	98,1	189,5	9759,4	148	0,074	27,004
2050	2,5	0,2	37,4	1565,8	99,7	0,391	139,7	139,7	13163,8	12909,2	98,2	181,9	9941,3	149	0,066	27,069
2051	2,3	0,1	53,1	1568,0	99,9	0,392	132,7	132,7	13296,5	13041,9	98,3	174,3	10115,6	151	0,058	27,128
2052	2,0	0,1	100,0	1570,0	100,0	0,392	126,1	126,1	13422,6	13168,0	98,4	167,2	10282,8	152	0,052	27,180

Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по III объекту. Вариант 1.

Годы	Бурения скважин			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв. 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	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	18
2025	0	0	0	2	0	0	15	2,3	0	0	0	4	4	0	2,4	72,6	0,0
2026	0	0	0	1	0	0	16	2,3	0	0	0	5	5	0	2,5	76,2	0,0
2027	0	0	0	1	0	0	17	2,3	0	0	0	6	6	0	2,7	83,8	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	17	2,3	0	0	0	6	6	0	2,7	83,8	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	17	2,3	0	0	0	6	6	0	2,3	79,6	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	17	2,3	0	0	0	6	6	0	2,1	75,6	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	17	2,3	0	0	0	6	6	0	1,9	71,9	0,0
2032	0	0	0	1	0	0	18	2,3	0	0	0	7	7	0	2,1	79,0	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	18	2,3	0	0	0	7	7	0	2,1	79,0	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	18	2,3	0	0	0	7	7	0	1,9	75,1	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	18	2,3	0	0	0	7	7	0	1,8	71,3	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	18	2,3	0	0	0	7	7	0	1,7	67,8	0,0
2037	0	0	0	1	0	0	19	2,3	0	0	0	8	8	0	1,9	74,5	0,0
2038	0	0	0	1	0	0	20	2,3	0	0	0	9	9	0	1,9	78,3	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	20	2,3	0	0	0	9	9	0	1,7	74,4	0,0
2040	0	0	0	0	1	0	20	2,3	0	0	0	8	8	0	1,7	73,6	0,0
2041	0	0	0	0	1	0	20	2,3	0	0	0	7	7	0	1,8	77,3	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	20	2,3	0	0	0	7	7	0	1,7	76,5	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	20	2,3	0	0	0	7	7	0	1,6	72,7	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	20	2,3	0	0	0	7	7	0	1,5	69,1	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	20	2,3	0	0	0	7	7	0	1,3	65,6	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	20	2,3	0	0	0	7	7	0	1,2	62,3	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	20	2,3	0	0	0	7	7	0	1,1	59,2	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	20	2,3	0	0	0	7	7	0	1,0	56,2	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	20	2,3	0	0	0	7	7	0	0,9	53,4	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	20	2,3	0	0	0	7	7	0	0,9	50,8	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	20	2,3	0	0	0	7	7	0	0,8	48,2	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	20	2,3	0	0	0	7	7	0	0,7	45,8	0,0

Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 1.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. неф-теотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча нефтяного газа, млн.м3	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. меха-низ. спосо-бом	Всего	В т.ч. меха-низ. спосо-бом		Годовая	Накоп-лен-ная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2025	2,5	1,3	2,3	83,7	44,5	0,124	75,3	75,3	887,6	887,6	96,7	0,047	0,762
2026	3,8	2,0	3,7	87,6	46,6	0,130	116,4	116,4	1004,0	1004,0	96,7	0,074	0,836
2027	5,1	2,7	5,1	92,7	49,3	0,137	156,2	156,2	1160,2	1160,2	96,7	0,098	0,933
2028	5,3	2,8	5,6	98,0	52,1	0,145	169,1	169,1	1329,4	1329,4	96,8	0,102	1,036
2029	4,5	2,4	5,1	102,6	54,6	0,152	160,7	160,7	1490,0	1490,0	97,2	0,087	1,123
2030	4,2	2,2	4,9	106,8	56,8	0,158	152,6	152,6	1642,7	1642,7	97,2	0,081	1,204
2031	3,9	2,1	4,8	110,7	58,9	0,164	145,0	145,0	1787,7	1787,7	97,3	0,075	1,279
2032	4,6	2,5	6,0	115,4	61,4	0,171	173,9	173,9	1961,6	1961,6	97,3	0,089	1,368
2033	5,0	2,6	6,8	120,3	64,0	0,178	186,1	186,1	2147,7	2147,7	97,3	0,095	1,463
2034	4,6	2,4	6,8	124,9	66,4	0,185	176,8	176,8	2324,5	2324,5	97,4	0,087	1,551
2035	4,3	2,3	6,8	129,2	68,7	0,191	167,9	167,9	2492,4	2492,4	97,4	0,082	1,633
2036	4,0	2,1	6,9	133,2	70,9	0,197	159,5	159,5	2652,0	2652,0	97,5	0,077	1,710
2037	4,8	2,5	8,7	138,0	73,4	0,204	189,1	189,1	2841,1	2841,1	97,5	0,092	1,802
2038	5,5	2,9	11,0	143,5	76,3	0,212	224,9	224,9	3066,0	3066,0	97,6	0,105	1,906
2039	5,2	2,7	11,6	148,7	79,1	0,220	225,1	225,1	3291,0	3291,0	97,7	0,099	2,005
2040	4,8	2,6	12,3	153,5	81,6	0,227	209,4	209,4	3500,4	3500,4	97,7	0,093	2,098
2041	4,4	2,4	12,9	157,9	84,0	0,234	193,9	193,9	3694,3	3694,3	97,7	0,085	2,183
2042	4,1	2,2	13,5	162,0	86,2	0,240	180,2	180,2	3874,5	3874,5	97,7	0,078	2,261
2043	3,7	2,0	14,4	165,7	88,2	0,245	171,2	171,2	4045,6	4045,6	97,8	0,071	2,332
2044	3,4	1,8	15,4	169,2	90,0	0,250	162,6	162,6	4208,2	4208,2	97,9	0,066	2,398
2045	3,1	1,7	16,7	172,3	91,7	0,255	154,5	154,5	4362,7	4362,7	98,0	0,060	2,458
2046	2,9	1,5	18,3	175,2	93,2	0,259	146,7	146,7	4509,4	4509,4	98,0	0,055	2,513
2047	2,6	1,4	20,6	177,8	94,6	0,263	139,4	139,4	4648,8	4648,8	98,1	0,051	2,563
2048	2,4	1,3	23,8	180,2	95,9	0,267	132,4	132,4	4781,2	4781,2	98,2	0,046	2,610
2049	2,2	1,2	28,6	182,5	97,1	0,270	125,8	125,8	4907,1	4907,1	98,2	0,042	2,652
2050	2,0	1,1	36,8	184,5	98,1	0,273	119,5	119,5	5026,6	5026,6	98,3	0,039	2,691
2051	1,9	1,0	53,4	186,4	99,1	0,276	113,5	113,5	5140,1	5140,1	98,4	0,036	2,727
2052	1,7	0,9	100,0	188,1	100,0	0,278	107,9	107,9	5248,0	5248,0	98,4	0,033	2,760

Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин по IV объекту. Вариант 1.

Годы	Бурения скважин			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв. врем. да-ющих нефть в ППД	Фонд сква-жин с начала разработки	Эксплуа-тац. буре-ние с начала раз-работки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добываю-щих скважин на конец периода		Фонд нагнета-тельных сква-жин	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механи-зированных		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2034	0	0	0	2	0	0	6	5,4	0	0	0	2	2	0	6,8	12,1
2035	0	0	0	1	0	0	7	5,4	0	0	0	3	3	0	4,0	8,9
2036	0	0	0	0	0	0	7	5,4	0	0	0	3	3	0	3,3	9,8
2037	0	0	0	0	0	0	7	5,4	0	0	0	3	3	0	3,1	10,1
2038	0	0	0	0	0	0	7	5,4	0	0	0	3	3	0	3,0	10,4
2039	0	0	0	0	0	0	7	5,4	0	0	0	3	3	0	2,9	10,7
2040	0	0	0	1	0	0	8	5,4	0	0	0	4	4	0	3,2	8,2
2041	0	0	0	1	0	0	9	5,4	0	0	0	5	5	0	3,1	6,8
2042	0	0	0	0	0	0	9	5,4	0	0	0	5	5	0	2,7	7,0
2043	0	0	0	0	0	0	9	5,4	0	0	0	5	5	0	2,6	7,2
2044	0	0	0	0	0	0	9	5,4	0	0	0	5	5	0	2,4	7,4
2045	0	0	0	0	0	0	9	5,4	0	0	0	5	5	0	2,3	7,6
2046	0	0	0	0	0	0	9	5,4	0	0	0	5	5	0	2,2	7,9
2047	0	0	0	0	0	0	9	5,4	0	0	0	5	5	0	2,1	8,1
2048	0	0	0	0	0	0	9	5,4	0	0	0	5	5	0	2,0	8,4
2049	0	0	0	0	0	0	9	5,4	0	0	0	5	5	0	1,9	8,6
2050	0	0	0	0	0	0	9	5,4	0	0	0	5	5	0	1,8	8,9
2051	0	0	0	0	0	0	9	5,4	0	0	0	5	5	0	1,7	9,1
2052	0	0	0	0	0	0	9	5,4	0	0	0	5	5	0	1,6	9,4

Таблица 4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. Вариант 1.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. неф-теотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. меха-низ. спосо-бом	Всего	В т.ч. меха-низ. спосо-бом		Годовая	Накоп-лен-ная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2034	2,5	2,7	3,8	30,4	32,3	0,084	8,1	8,1	149,5	127,3	43,6	0,052	0,358
2035	3,4	3,7	5,4	33,8	35,9	0,094	9,0	9,0	158,5	136,3	54,8	0,071	0,429
2036	3,3	3,5	5,5	37,1	39,5	0,103	9,9	9,9	168,3	146,1	66,6	0,068	0,497
2037	3,2	3,4	5,6	40,3	42,8	0,112	10,2	10,2	178,5	156,3	68,8	0,066	0,562
2038	3,0	3,2	5,7	43,3	46,1	0,120	10,5	10,5	189,0	166,7	70,9	0,063	0,625
2039	2,9	3,1	5,8	46,2	49,2	0,128	10,8	10,8	199,7	177,5	72,9	0,060	0,686
2040	3,8	4,1	8,0	50,0	53,2	0,139	11,1	11,1	210,8	188,6	60,9	0,080	0,765
2041	4,7	5,0	10,8	54,8	58,3	0,152	11,4	11,4	222,2	200,0	54,5	0,098	0,863
2042	4,5	4,8	11,6	59,3	63,1	0,164	11,8	11,8	234,0	211,8	61,4	0,094	0,957
2043	4,3	4,6	12,4	63,6	67,7	0,176	12,1	12,1	246,1	223,9	64,4	0,089	1,046
2044	4,1	4,4	13,5	67,7	72,1	0,188	12,5	12,5	258,6	236,4	67,2	0,085	1,131
2045	3,9	4,1	14,8	71,6	76,2	0,198	12,9	12,9	271,5	249,3	69,7	0,081	1,212
2046	3,7	3,9	16,5	75,3	80,1	0,209	13,2	13,2	284,7	262,5	72,1	0,077	1,289
2047	3,5	3,7	18,8	78,9	83,9	0,218	13,6	13,6	298,4	276,2	74,2	0,073	1,361
2048	3,3	3,6	22,1	82,2	87,4	0,228	14,1	14,1	312,4	290,2	76,2	0,069	1,431
2049	3,2	3,4	26,9	85,4	90,8	0,236	14,5	14,5	326,9	304,7	78,1	0,066	1,496
2050	3,0	3,2	34,9	88,4	94,0	0,245	14,9	14,9	341,8	319,6	79,8	0,062	1,559
2051	2,9	3,0	51,0	91,2	97,1	0,253	15,4	15,4	357,2	335,0	81,4	0,059	1,618
2052	2,7	2,9	98,7	94,0	100,0	0,260	15,8	15,8	373,0	350,8	82,8	0,056	1,674

4.2 Экономические показатели разработки

Оценка экономической эффективности разработки месторождения Кокарна Восточная предполагает экономический анализ результатов расчетов при прогнозе основных технологических показателей вариантов разработки проекта. В модели 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 настоящего проекта. Данные расчеты необходимы для предварительного определения доходов государства и Заказчика проекта в случае реализации рассматриваемых вариантов и выбора среди них – оптимального и определения рентабельного периода разработки месторождения.

При оценке экономического эффекта применены также методы аналогии. Предполагается, что полученные нормативы и курс \$ США будут неизменны весь расчетный период.

Срок проекта по вариантам различен, однако первым годом реализации проекта принят 2025 год по всем вариантам. За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году.

Расчеты проводились на весь проектный срок. По результатам расчетов определен рентабельный период, который представляет собой период безубыточной добычи нефти до момента, начиная с которого операционный доход принимает положительные значения.

Дисконтирование проводилось исходя из теории временной стоимости денег, то есть для получения суммы потока платежей, приведенной к настоящему моменту времени. Для определения дисконтированных потоков приняты следующие ставки:

10%;

15%;

20%.

Масштабы цен, представленные в расчетах, позволяют сопоставить полученные результаты экономической оценки. Предполагается, что на весь период расчета обменный курс будет неизменным, и составит 1\$ США=490 тенге. Для данного проекта все показатели приведены в национальной валюте тенге.

Реализация продукции согласно условиям Контракта №223 от 28.08.1998 на разведку и добычу, а также дополнения № 4,5 к контракту от 10.07.2012 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Кокарна Восточная Атырауской области Республики Казахстан», 80% нефти реализуется на экспорт и 20% на внутренний рынок.

Цена реализации продукции определена в соответствии с существующим положением в Казахстане и на мировом рынке. В данном проекте проектируемая цена на нефть при реализации на внешний рынок составляет 268 432 тенге/тонну и на транспортировку нефти 20 362 тенге/тонну.

Цена на нефть при реализации на внутренний рынок составит 93 100 тенге/тонну, на транспортировку нефти – 11 556 тенге.

Инфляция для расчета стоимости капитальных вложений, и эксплуатационных затрат и доходов принята в соответствии со средними темпами инфляции в Республике Казахстан за последние годы.

Источники доходов. В расчетах принято, что обеспечение необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будет осуществляться за счет собственных средств, получаемых от реализации проекта, реинвестирования чистой прибыли и использования амортизационных отчислений. В случае недостаточности средств, предприятие может использовать кредит. Экономика предприятия основывается на обычной модели по налогообложению.

Источниками доходов настоящего проекта является реализация добываемого на месторождении нефти. Объем реализации нефти, принимается за вычетом технологических потерь при добыче и транспортировке. Добываемый газ будет полностью утилизироваться, и использоваться на собственные нужды. В таблице 4.2.1 приведен расчет дохода рекомендуемого 1 варианта от продажи нефти, другой вариант представлен в приложении 11.

Таблица 4.2.1 – Расчет дохода от реализации продукции в рекомендуемом 1 варианте, тыс.тенге

Годы	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	тг/тонну	тг/тонну	тыс.тг	
1	2	3	4	5	6	7	8
2025	21,3	21,2	16,9	4,2	268 432	93 100	4 940 428,4
2026	21,1	20,9	16,8	4,2	273 800	94 962	4 984 776,3
2027	21,0	20,9	16,7	4,2	279 276	96 861	5 066 194,6
2028	20,1	19,9	15,9	4,0	284 862	98 798	4 930 241,7
2029	20,0	19,9	15,9	4,0	290 559	100 774	5 020 691,8
2030	19,6	19,4	15,5	3,9	296 370	102 790	5 006 397,6
2031	18,8	18,7	14,9	3,7	302 298	104 846	4 902 422,4
2032	18,6	18,4	14,7	3,7	308 344	106 943	4 937 602,8
2033	18,9	18,8	15,0	3,8	314 511	109 081	5 127 882,2
2034	20,9	20,7	16,6	4,1	320 801	111 263	5 782 026,7
2035	20,8	20,7	16,5	4,1	327 217	113 488	5 881 479,6
2036	20,0	19,8	15,9	4,0	333 761	115 758	5 755 806,4
2037	20,2	20,0	16,0	4,0	340 436	118 073	5 922 878,5
2038	20,3	20,2	16,1	4,0	347 245	120 435	6 087 112,4
2039	19,5	19,3	15,5	3,9	354 190	122 843	5 947 741,9

Продолжение таблицы 4.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8
2040	19,7	19,5	15,6	3,9	361 274	125 300	6 136 537,1
2041	20,7	20,5	16,4	4,1	368 499	127 806	6 577 787,9
2042	19,8	19,6	15,7	3,9	375 869	130 362	6 403 958,8
2043	18,8	18,7	14,9	3,7	383 387	132 970	6 220 564,0
2044	17,9	17,8	14,2	3,6	391 054	135 629	6 044 952,0
2045	17,1	16,9	13,6	3,4	398 876	138 342	5 876 707,1
2046	16,3	16,2	12,9	3,2	406 853	141 109	5 715 438,2
2047	15,5	15,4	12,3	3,1	414 990	143 931	5 560 777,3
2048	14,7	14,6	11,7	2,9	423 290	146 809	5 361 580,3
2049	13,8	13,7	10,9	2,7	431 756	149 746	5 136 753,6
2050	13,0	12,9	10,3	2,6	440 391	152 740	4 926 960,9
2051	12,0	11,9	9,5	2,4	449 199	155 795	4 647 535,3
2052	10,8	10,8	8,6	2,2	458 183	158 911	4 287 054,7
Итого 2025-2052	511,27	507,18	405,74	101,44			153 190 290,5
2053	9,8	9,7	7,8	1,9	467 346	162 089	3 955 558,9
2054	8,9	8,8	7,0	1,8	476 693	165 331	3 650 024,6
2055	8,0	8,0	6,4	1,6	486 227	168 638	3 367 715,6
2056	7,3	7,2	5,8	1,4	495 952	172 011	3 106 155,2
2057	6,6	6,5	5,2	1,3	505 871	175 451	2 863 099,8
Итого 2025-2057	551,81	547,40	437,92	109,48			170 132 844,7

4.2.1 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.

Надземное строительство состоит из капитальных затрат на: обустройство проектных скважин - затраты на сопутствующее скважинное оборудование, обустройства выкидных линий для проектных скважин.

Капитальные вложения для расчета амортизационных отчислений для целей налогообложения и для включения в себестоимость приняты в соответствии с данными раздела “Капитальные вложения” настоящего документа. В составе капитальных вложений, также учтен резерв средств на прочие затраты (на экспертизы, авторский надзор, сопровождение строительства и т.д.) в размере 10% от стоимости всего капитальных затрат на обустройство промысла. Бурение и количество скважин определялось согласно технологическим вариантам разработки данного проекта. Также 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 данном рекомендуемом 1 варианте проекта не предусматривается бурение скважин. Во 2 варианте предусматривается бурение 5 скважин.

Смета капитальных затрат на данном этапе разработки проекта предполагает допустимую погрешность в стоимости $\pm 15\%$. Несмотря на это, расчеты основаны на реальной стоимости оборудования, полученной непосредственно от его поставщиков и стоимости строительно-монтажных работ, определенной по проектам-аналогам. Результаты расчетов капитальных вложений по рекомендуемому варианту представлены в таблице 4.2.1.1., по 2 варианту - в приложении 12.

4.2.2 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, разделяются на затраты относимые на себестоимость продукции и на расходы периода. В 1 варианте не предполагается бурение.

Расходы относимые на себестоимость продукции включают в себя все эксплуатационные затраты, производимые непосредственно на промысле.

Расходы, относимые на себестоимость продукции включают:

- обслуживание скважин;
- материальные производственные затраты;
- электроэнергию, потребляемую на промысле;
- внутрипромысловый сбор и транспорт нефти;
- технологическую подготовку нефти и воды;
- затраты на поддержание пластового давления и мероприятия по интенсификации добычи;
- 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 (питание, содержание вахтового поселка и т.д.);
- прочие необходимые затраты.

Результаты расчетов расходов, относимые на себестоимость продукции, приведены в таблице 4.2.2.1 и в приложении 12.

Расходы периода в свою очередь включают в себя общие и административные расходы и расходы по реализации продукции. Расходы периода списываются в том отчетном периоде, в котором они произведены, и не переносятся на последующие периоды.

Расходы периода включают:

- материальные затраты общепроизводственного назначения;
- 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.

Согласно Дополнениям к Контракту на осуществление разведки и добычи на месторождении Кокарна Восточная, затраты на профессиональное обучение казахстанских специалистов составят 1% от общей суммы инвестиций; отчисления в ликвидационный фонд предусмотрены по Программе ликвидации из расчета удельного норматива от объемов добычи; расходы на социальное развитие региона – 1 000 000 тенге в год.

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 расходы периода приведены в таблице 4.2.2.2 и в приложении 13.

Таблица 4.2.2.1. - Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по рекомендуемому 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	2038-2057
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
I	Строительство скважин (подземное строи- тельство)																		
1	Бурение скважин	тыс.тенге	0	1 256 850	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод добывающих скважин с других го- ризонтов	тыс.тенге	18	12 250	220 500	24 500	24 500	12 250	0	24 500	12 250	0	12 250	12 250	24 500	12 250	0	12 250	49 000
3	Перевод скважин временно дающих нефть в ППД	тыс.тенге	0	12 250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Выбытие скважин	тыс.тенге	0	10 780	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				220 500	24 500	24 500	12 250	0	24 500	12 250	0	12 250	12 250	24 500	12 250	0	12 250	49 000
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				256 419	24 500	24 990	12 745	0	26 520	13 525	0	14 071	14 353	29 280	14 933	0	15 536	65 967
II	Надземное строительство																		
1	Обустройство устья скважины	тыс.тенге	0	28 175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ремонтные работы, ГТМ																		
2	ПРС	тыс.тенге	132	4 492	592 922	17 967	17 967	17 967	17 967	17 967	17 967	17 967	17 967	17 967	17 967	17 967	17 967	17 967	359 346
3	Изоляция водопритоков методом ЦПД	тыс.тенге	24	21 778	522 667	65 333	65 333	65 333	65 333	65 333	65 333	65 333	65 333	0	0	0	0	0	0
4	ГКО (глино-кислотная обработка)	тыс.тенге	8	17 422	139 378	17 422	17 422	17 422	17 422	17 422	17 422	17 422	17 422	0	0	0	0	0	0
5	ГКРП (газокислотный разрыв пласта)	тыс.тенге	8	27 222	217 778	27 222	27 222	27 222	27 222	27 222	27 222	27 222	27 222	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				1 472 744	127 945	127 945	127 945	127 945	127 945	127 945	127 945	127 945	17 967	17 967	17 967	17 967	17 967	359 346
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				1 567 048	127 945	130 504	133 114	135 776	138 492	141 262	144 087	146 969	21 052	21 473	21 902	22 340	22 787	359 346
III	Инфраструктура и прочие объекты про- мысла	тыс.тенге																	
1	Машины и оборудование	тыс.тенге			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	ПИР	тыс.тенге			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Прочие объекты промысла	тыс.тенге	10%		147 274	12 795	12 795	12 795	12 795	12 795	12 795	12 795	12 795	1 797	1 797	1 797	1 797	1 797	35 935
	Итого инфраструктура и прочие объекты промысла	тыс.тенге			147 274	12 795	12 795	12 795	12 795	12 795	12 795	12 795	12 795	1 797	1 797	1 797	1 797	1 797	35 935
	Итого инфраструктура и прочие объекты промысла с учетом инфляции	тыс.тенге			173 987	12 795	13 050	13 311	13 578	13 849	14 126	14 409	14 697	2 105	2 147	2 190	2 234	2 279	53 216
	Всего со строительством скважин	тыс.тенге			1 840 518	165 240	165 240	152 990	140 740	165 240	152 990	140 740	152 990	32 014	44 264	32 014	19 764	32 014	444 281
	Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции	тыс.тенге			2 206 100	165 240	168 544	159 170	149 354	178 861	168 913	158 496	175 737	37 510	52 900	39 025	24 574	40 602	687 175

Таблица 4.2.2.2 - Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции по рекомендуемому 1 варианту, тыс.тенге

Годы	Расходы, относимые на себестоимость продукции												Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная стоимость 1 тыс.т нефти
	Затраты на сырье и материалы	Электроэнергия	Затраты на ГСМ	Затраты на текущий и капитальный ремонт	Работы и услуги производственного характера	Затраты на охрану, ТБ и ООС	ФОТ ППП	ГИС и геодинамический мониторинг недр	НИОКР	Затраты на страхование	Прочие расходы	Амортизационные отчисления	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	19
2025	164 312	83 081	23 587	68 391	728 320	6 588	47 520	242 170	0	16 647	20 914	576 596	8 889	134 267	214 420	357 575	2 335 701	109 446
2026	165 787	83 826	23 799	69 759	742 887	6 647	48 470	247 013	11 218	16 647	21 102	626 698	9 066	127 996	216 297	353 359	2 417 212	114 503
2027	168 494	85 195	24 188	71 154	757 744	6 756	49 440	251 954	11 412	16 647	21 447	652 356	9 248	121 481	219 783	350 511	2 467 298	117 297
2028	163 973	82 909	23 539	72 577	772 899	6 574	50 429	256 993	11 630	16 647	20 871	649 281	9 433	114 884	213 840	338 157	2 466 478	122 902
2029	166 981	84 430	23 971	74 028	788 357	6 695	51 437	262 132	11 729	16 647	21 254	678 004	9 621	108 489	217 718	335 828	2 521 494	125 847
2030	166 506	84 190	23 902	75 509	804 124	6 676	52 466	267 375	11 959	16 647	21 194	695 527	9 814	102 154	217 055	329 022	2 555 097	130 446
2031	163 048	82 441	23 406	77 019	820 207	6 537	53 515	272 723	12 134	16 647	20 753	700 360	10 010	95 744	212 505	318 259	2 567 048	136 513
2032	164 218	83 033	23 574	78 559	836 611	6 584	54 586	278 177	12 262	16 647	20 902	724 978	10 210	89 416	213 988	313 614	2 613 744	140 766
2033	170 546	86 233	24 482	80 131	853 343	6 838	55 677	283 741	12 472	16 647	21 708	759 580	10 414	81 895	222 192	314 502	2 685 899	142 070
2034	192 302	97 233	27 605	81 733	870 410	7 710	56 791	289 415	12 773	16 647	24 477	844 508	10 623	72 625	250 490	333 738	2 855 342	136 624
2035	195 610	98 906	28 080	83 368	887 818	7 843	57 927	295 204	13 338	16 647	24 898	854 418	10 835	62 724	254 752	328 311	2 892 367	138 777
2036	191 430	96 792	27 480	85 035	905 575	7 675	59 085	301 108	13 596	16 647	24 366	829 944	11 052	52 767	249 263	313 083	2 871 816	143 615
2037	196 987	99 602	28 278	86 736	923 686	7 898	60 267	307 130	13 731	16 647	25 073	846 628	11 273	42 930	256 454	310 656	2 923 318	144 908
2038	202 449	102 364	29 062	88 471	942 160	8 117	61 472	313 273	14 035	16 647	25 769	868 849	11 498	32 988	263 519	308 006	2 980 672	146 640
2039	197 813	100 020	28 397	90 240	961 003	7 931	62 702	324 438	14 341	16 647	25 179	845 703	11 728	22 995	257 442	292 166	2 966 579	152 354
2040	204 093	103 195	29 298	92 045	980 223	8 183	63 956	330 829	14 481	16 647	25 978	878 107	11 963	12 997	265 570	290 530	3 037 563	154 224
2041	218 768	110 615	31 405	93 886	999 828	8 771	65 235	332 447	14 810	16 647	27 846	1 052 894	12 202	1 784	284 619	298 605	3 271 757	158 071
2042	212 987	107 692	30 575	95 764	1 019 824	8 540	66 539	339 096	15 285	16 647	27 110	171 794	12 446	0	277 054	289 500	2 401 352	121 551
2043	206 887	104 608	29 699	97 679	1 040 221	8 295	67 870	345 878	15 419	16 647	26 333	174 617	12 695	0	269 077	281 773	2 415 926	128 412
2044	201 047	101 655	28 861	99 632	1 061 025	8 061	69 228	352 796	15 553	16 647	25 590	177 496	12 949	0	261 441	274 390	2 431 980	135 681
2045	195 451	98 825	28 057	101 625	1 082 246	7 837	70 612	359 852	15 695	16 647	24 878	180 433	13 208	0	254 126	267 334	2 449 492	143 382
2046	190 087	96 113	27 287	103 658	1 103 891	7 621	72 024	367 049	15 847	16 647	24 195	183 429	13 472	0	247 116	260 588	2 468 436	151 539
2047	184 944	93 513	26 549	105 731	1 125 968	7 415	73 465	374 390	16 007	16 647	23 540	186 484	13 742	0	240 394	254 136	2 488 788	160 179
2048	178 319	90 163	25 598	107 845	1 148 488	7 150	74 934	381 878	16 176	16 647	22 697	189 601	14 017	0	231 750	245 767	2 505 261	170 574
2049	170 841	86 382	24 525	110 002	1 171 458	6 850	76 433	389 515	16 325	16 647	21 745	192 780	14 297	0	222 001	236 298	2 519 800	182 654
2050	163 864	82 854	23 523	112 202	1 194 887	6 570	77 962	397 305	16 465	16 647	20 857	196 022	14 583	0	212 905	227 488	2 536 646	195 539
2051	154 570	78 155	22 189	114 446	1 218 784	6 197	79 521	405 251	16 619	16 647	19 674	199 330	14 874	0	200 804	215 678	2 547 062	212 310
2052	142 581	72 093	20 468	116 735	1 243 160	5 717	81 111	413 357	16 739	16 647	18 148	201 986	15 172	414	185 204	200 791	2 549 533	234 993
Итого 2025-2052	5 094 893	2 576 118	731 383	2 533 959	26 985 149	204 277	1 760 674	8 982 488	382 046	466 108	648 499	15 138 402	329 335	1 278 550	6 631 780	8 239 666	73 743 662	144 237
2053	131 556	66 518	18 885	119 070	1 268 023	5 275	82 733	421 624	16 819	16 647	16 745	203 511	15 475	950	170 862	187 287	2 554 693	260 306
2054	121 395	61 380	17 426	106 751	1 293 384	4 867	84 388	430 056	16 921	16 647	15 452	205 523	15 785	1 522	157 644	174 951	2 549 142	287 112
2055	112 005	56 633	16 079	109 180	1 319 251	4 491	86 076	438 657	16 896	16 647	14 257	207 948	16 101	2 125	146 801	165 026	2 563 147	319 147
2056	103 306	52 235	14 830	111 658	1 345 636	4 142	87 797	447 430	17 037	16 647	13 149	210 728	16 423	2 753	135 358	154 534	2 579 130	355 143
2057	95 223	48 147	13 669	114 185	1 372 549	3 818	89 553	456 379	17 196	16 647	12 120	213 815	16 751	3 403	124 730	144 884	2 598 186	395 902
Итого 2025-2057	5 658 378	2 861 032	812 273	3 094 804	33 583 993	226 870	2 191 222	11 176 634	466 914	549 342	720 221	16 179 926	409 870	1 289 304	7 367 175	9 066 349	86 587 959	156 915

Таблица 4.2.2.3 – Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в рекомендуемом 1 варианте, тыс.тенге

Годы	Расходы периода			Затраты на транспорт нефти		Налоги и отчисления, входящие в расходы периода			Итого расходы пе- риода	Обучение казахстан- ских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации (резервный)
	ФОТ АУП	Содержание АУП (транспорт, тех.ср- ва и узлы связи)	Социальное разви- тие региона	Затраты на транс- порт нефти	Экспортная тамо- женная пошлина	Рентный налог на экспорт	Налоги и сборы, зависимые от ФОТ АУП	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
1	2	3	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2025	20 880	10 674	1 000	292 676	539 421	593 690	3 923	1 148	1 463 412	12 870	18 956
2026	21 298	10 888	1 000	295 303	533 591	684 593	4 002	1 148	1 551 822	13 064	19 127
2027	21 724	11 106	1 000	300 126	572 571	695 775	4 082	1 148	1 607 531	13 160	19 439
2028	22 158	11 328	1 000	292 072	546 280	677 103	4 163	1 148	1 555 253	13 136	18 917
2029	22 601	11 554	1 000	297 431	545 394	689 526	4 247	1 148	1 572 901	13 611	19 264
2030	23 053	11 785	1 000	296 584	571 262	687 562	4 331	1 148	1 596 727	13 664	19 209
2031	23 514	12 021	1 000	290 424	548 429	673 283	4 418	1 148	1 554 238	13 669	18 811
2032	23 985	12 262	1 000	292 508	541 534	720 497	4 506	1 148	1 597 440	14 002	18 946
2033	24 464	12 507	1 000	303 781	588 134	748 262	4 597	1 148	1 683 893	13 093	19 676
2034	24 954	12 757	1 000	342 533	650 157	843 715	4 689	1 148	1 880 952	13 780	22 186
2035	25 453	13 012	1 000	348 425	648 372	858 227	4 782	1 148	1 900 419	13 916	22 567
2036	25 962	13 272	1 000	340 980	660 956	839 889	4 878	1 148	1 888 085	13 928	22 085
2037	26 481	13 538	1 000	350 877	666 806	864 268	4 976	1 148	1 929 093	14 355	22 726
2038	27 011	13 809	1 000	360 607	671 858	992 731	5 075	1 148	2 073 238	14 661	23 356
2039	27 551	14 085	1 000	352 350	681 462	970 002	5 177	1 148	2 052 774	14 679	22 821
2040	28 102	14 366	1 000	363 535	689 307	1 000 792	5 280	1 148	2 103 530	15 130	23 546
2041	28 664	14 654	1 000	389 675	764 628	395 225	5 386	1 148	1 600 379	15 728	25 239
2042	29 237	14 947	1 000	379 377	729 825	1 044 405	5 493	1 148	2 205 432	15 617	24 572
2043	29 822	15 246	1 000	368 512	695 024	1 014 496	5 603	1 148	2 130 851	15 750	23 868
2044	30 418	15 551	1 000	358 109	697 010	1 089 630	5 715	1 148	2 198 581	15 893	23 194
2045	31 027	15 862	1 000	348 142	664 324	1 059 303	5 830	1 148	2 126 635	16 044	22 549
2046	31 647	16 179	1 000	338 588	633 425	1 030 233	5 946	1 148	2 058 167	16 204	21 930
2047	32 280	16 503	1 000	329 426	604 201	1 002 355	6 065	1 148	1 992 978	16 373	21 337
2048	32 926	16 833	1 000	317 625	656 805	1 012 470	6 186	1 148	2 044 993	16 523	20 572
2049	40 301	17 169	1 000	304 306	616 924	970 015	6 310	1 148	1 957 174	16 663	19 710
2050	41 107	17 513	1 000	291 878	580 126	930 398	6 436	1 148	1 869 606	16 816	18 905
2051	41 929	17 863	1 000	275 325	536 495	877 631	6 565	1 148	1 757 956	16 936	17 833
2052	42 768	18 220	1 000	253 969	485 179	809 559	6 696	1 148	1 618 539	17 016	16 449
Итого 2025-2052	801 313	395 502	28 000	9 075 145	17 319 500	23 775 635	145 358	32 146	51 572 598	416 282	587 789
2053	43 623	18 584	1 000	234 331	496 131	780 913	6 830	1 148	1 582 560	17 118	0
2054	44 496	18 956	1 000	216 231	448 832	720 594	6 967	1 148	1 458 223	17 094	0
2055	45 385	19 335	1 000	199 507	405 997	664 860	7 106	1 148	1 344 339	17 235	0
2056	46 293	19 722	1 000	184 012	367 122	613 222	7 248	1 148	1 239 768	17 394	0
2057	47 219	20 116	1 000	169 613	370 040	614 389	7 393	1 148	1 230 919	17 569	0
Итого 2025-2057	1 028 330	492 216	33 000	10 078 838	19 407 621	27 169 612	180 903	37 886	58 428 407	502 691	587 789

4.2.3 Экономические показатели эффективности реализации проекта

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 15- 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 ВНП не существует;

-удельные показатели по затратам.

Расчет показателей эффективности производился при определении денежных потоков и применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта в 2025 году, 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 (или премии за инфляцию);
- премии за риск;
- премии за низкую ликвидность проекта.

Для данного проекта ставка дисконта принята на уровне 15%. Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности приведены в таблицах 4.2.3.1-4.2.3.2 и в приложениях 15-16.

Таблица 4.2.3.1 - Расчет чистой прибыли предприятия по рекомендуемому 1 варианту, тыс.тенге

Годы	Налогооблагаемая прибыль до пере- носа убытков	Корпоративный подходный налог	Чистая прибыль после выплаты подходного налога	Налог на сверхпри- быль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверх- прибыль
1	2	3	4	5	6
2025	868 834,2	173 766,8	933 909,1	0,0	933 909,1
2026	974 092,1	194 818,4	786 883,9	0,0	786 883,9
2027	1 107 968,0	221 593,6	735 287,5	0,0	735 287,5
2028	1 121 081,1	224 216,2	650 317,3	0,0	650 317,3
2029	1 229 414,0	245 882,8	645 576,0	0,0	645 576,0
2030	1 223 095,8	244 619,2	575 080,5	0,0	575 080,5
2031	1 192 261,3	238 452,3	508 162,4	0,0	508 162,4
2032	1 183 767,2	236 753,4	454 635,6	0,0	454 635,6
2033	1 304 803,5	260 960,7	462 237,7	0,0	462 237,7
2034	1 696 576,1	339 315,2	655 706,3	0,0	655 706,3
2035	1 777 777,0	355 555,4	681 656,6	0,0	681 656,6
2036	1 686 300,6	337 260,1	607 951,7	0,0	607 951,7
2037	1 789 563,8	357 912,8	660 367,7	0,0	660 367,7
2038	1 782 666,2	356 533,2	623 127,4	0,0	623 127,4
2039	1 666 710,3	333 342,1	542 374,8	0,0	542 374,8
2040	1 767 767,0	353 553,4	587 561,9	0,0	587 561,9
2041	2 646 743,1	529 348,6	1 118 562,0	0,0	1 118 562,0
2042	1 865 772,0	373 154,4	1 367 496,7	0,0	1 367 496,7
2043	1 751 406,8	350 281,4	1 268 017,0	0,0	1 268 017,0
2044	1 499 426,9	299 885,4	1 059 993,4	0,0	1 059 993,4
2045	1 391 874,8	278 375,0	968 612,5	0,0	968 612,5
2046	1 285 556,7	257 111,3	878 997,2	0,0	878 997,2
2047	1 180 564,1	236 112,8	790 988,5	0,0	790 988,5
2048	917 634,8	183 527,0	577 008,9	0,0	577 008,9
2049	770 758,8	154 151,8	456 129,7	0,0	456 129,7
2050	636 079,2	127 215,8	345 177,9	0,0	345 177,9
2051	462 647,8	92 529,6	203 331,7	0,0	203 331,7
2052	243 653,7	48 730,7	25 813,3	0,0	25 813,3
Итого 2025-2052	37 024 797,0	7 404 959,4	19 170 965,3	0,0	19 170 965,3
2053	0,0	0,0	-208 945,6	0,0	-208 945,6
2054	0,0	0,0	-383 791,9	0,0	-383 791,9
2055	0,0	0,0	-565 647,6	0,0	-565 647,6
2056	0,0	0,0	-738 116,1	0,0	-738 116,1
2057	0,0	0,0	-990 938,0	0,0	-990 938,0
Итого 2025-2057	37 024 797,0	7 404 959,4	16 283 526,1	0,0	16 283 526,1

Таблица 4.2.3.2 - Расчет потоков денежной наличности в рекомендуемом 1 варианте, тыс.тенге

Годы	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	ВНП (IRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость)		
					10%	15%	20%
1	2	3	4	5	6	7	8
2025	933 909	1 345 266	1 345 266	37%	1 222 969	1 169 796	1 121 055
2026	786 884	1 245 037	2 590 303	35%	1 028 956	941 427	864 609
2027	735 288	1 228 473	3 818 777	34%	922 970	807 741	710 922
2028	650 317	1 150 244	4 969 021	33%	785 632	657 656	554 709
2029	645 576	1 144 719	6 113 740	32%	710 781	569 128	460 037
2030	575 080	1 101 694	7 215 434	32%	621 878	476 293	368 955
2031	508 162	1 050 026	8 265 461	31%	538 830	394 744	293 043
2032	454 636	1 003 876	9 269 337	30%	468 316	328 169	233 470
2033	462 238	1 184 308	10 453 645	30%	502 262	336 654	229 527
2034	655 706	1 447 315	11 900 960	31%	558 002	357 754	233 749
2035	681 657	1 497 050	13 398 010	31%	524 707	321 781	201 485
2036	607 952	1 413 322	14 811 331	31%	450 328	264 160	158 513
2037	660 368	1 466 394	16 277 725	31%	424 762	238 330	137 055
2038	623 127	1 450 563	17 728 288	31%	381 979	205 006	112 979
2039	542 375	1 361 999	19 090 287	31%	326 052	167 382	88 401
2040	587 562	1 422 582	20 512 869	31%	309 595	152 024	76 944
2041	1 118 562	2 110 691	22 623 560	47%	417 589	196 138	95 136
2042	1 367 497	1 511 617	24 135 177	31%	271 878	122 146	56 778
2043	1 268 017	1 414 406	25 549 583	29%	231 267	99 384	44 272
2044	1 059 993	1 208 697	26 758 280	25%	179 665	73 852	31 528
2045	968 613	1 119 677	27 877 958	24%	151 303	59 489	24 338
2046	878 997	1 032 470	28 910 428	22%	126 835	47 701	18 702
2047	790 988	946 918	29 857 346	21%	105 750	38 042	14 294
2048	577 009	735 444	30 592 789	16%	74 666	25 692	9 251
2049	456 130	617 120	31 209 910	14%	56 958	18 747	6 469
2050	345 178	508 775	31 718 685	12%	42 689	13 439	4 444
2051	203 332	369 588	32 088 272	9%	28 191	8 489	2 690
2052	25 813	194 065	32 282 337	5%	13 457	3 876	1 177
Итого 2025-2052	19 170 965	32 282 337	32 282 337	27%	11 478 266	8 095 040	6 154 534
2053	-208 946	-39 845	32 242 492	-1%	-2 512	-692	-201
2054	-383 792	-213 367	32 029 126	-5,5%	-12 228	-3 222	-899
2055	-565 648	-393 499	31 635 626	-10,5%	-20 501	-5 168	-1 381
2056	-738 116	-563 904	31 071 722	-15,4%	-26 708	-6 440	-1 650
2057	-990 938	-814 370	30 257 353	-22,1%	-35 064	-8 087	-1 985
Итого 2025-2057	16 283 526	30 257 353	30 257 353	21,6%	11 381 254	8 071 431	6 148 417

4.2.4 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. Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет. Величина нормативов определена в соответствии с действующим Налоговым кодексом 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 шкале от курса продаж.

-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 представлены в таблицах 4.2.4.1-4.2.4.2.

Таблица 4.2.4.1 - Расчет налогооблагаемого дохода в рекомендуемом 1 варианте, тыс.тенге

Годы	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	3 830 939	179 510	1 107 676	815 438	3 015 501	868 834
2026	4 001 225	189 538	981 702	634 308	3 366 917	974 092
2027	4 107 427	195 270	956 881	501 269	3 606 158	1 107 968
2028	4 053 784	201 995	874 533	402 733	3 651 051	1 121 081
2029	4 127 271	205 991	891 459	340 049	3 787 222	1 229 414
2030	4 184 696	213 643	819 700	292 131	3 892 566	1 223 096
2031	4 153 766	220 892	746 615	254 713	3 899 053	1 192 261
2032	4 244 131	228 571	691 389	232 600	4 011 532	1 183 767
2033	4 402 560	232 872	723 198	177 974	4 224 585	1 304 803
2034	4 772 260	228 346	995 022	142 953	4 629 307	1 696 576
2035	4 829 269	231 710	1 037 212	113 853	4 715 416	1 777 777
2036	4 795 914	239 837	945 212	88 855	4 707 059	1 686 301
2037	4 889 492	242 371	1 018 280	75 344	4 814 148	1 789 564
2038	5 091 927	250 508	979 661	65 844	5 026 084	1 782 666
2039	5 056 853	259 704	875 717	54 709	5 002 144	1 666 710
2040	5 179 769	262 989	941 115	51 455	5 128 314	1 767 767
2041	4 913 103	237 371	1 647 911	54 062	4 859 041	2 646 743
2042	4 646 973	235 219	1 740 651	46 673	4 600 300	1 865 772
2043	4 586 396	243 777	1 618 298	41 509	4 544 887	1 751 407
2044	4 669 648	260 521	1 359 879	37 948	4 631 700	1 499 427
2045	4 614 720	270 124	1 246 987	35 546	4 579 174	1 391 875
2046	4 564 738	280 232	1 136 109	33 981	4 530 758	1 285 557
2047	4 519 476	290 874	1 027 101	33 021	4 486 455	1 180 564
2048	4 587 349	312 335	760 536	32 502	4 554 847	917 635
2049	4 513 346	327 162	610 281	32 302	4 481 044	770 759
2050	4 441 972	342 412	472 394	32 337	4 409 636	636 079
2051	4 339 787	361 742	295 861	32 543	4 307 244	462 648
2052	4 201 538	387 260	74 544	32 877	4 168 661	243 654
Итого 2025-2052	126 320 331	247 074	26 575 925	4 689 530	121 630 801	37 024 797
2053	4 154 372	423 302	-208 946	33 306	4 121 066	0
2054	4 024 458	453 278	-383 792	33 808	3 990 651	0
2055	3 924 721	488 682	-565 648	34 366	3 890 355	0
2056	3 836 291	528 253	-738 116	34 968	3 801 324	0
2057	3 846 673	586 142	-990 938	35 606	3 811 068	0
Итого 2025-2057	146 106 847	264 775	23 688 485	4 861 582	141 245 265	37 024 797

Таблица 4.2.4.2- Расчет дохода от реализации продукции и бюджетной эффективности 1 рекомендуемого варианта разработки, тыс. тенге

Годы	ДОХОД ГОСУДАРСТВА, тыс. тенге												Дисконтированный доход РК при		
	Социальный налог	ИПН	Экспортная таможенная пошлина на нефть	Налог на имущество и на транспорт	Аренда земельных участков	Рентный налог на экспорт	НДПИ на добычу нефти и газа	Прочие налоги и платежи в бюджет	КПН	НСП	Суммарный доход РК				
												10,00%	15,00%	20,00%	
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16	
2025	6 711	6 101	539 421	134 267	49	593 690	214 420	1 148	173 767	0	1 669 572	1 517 793	1 451 802	1 391 310	
2026	6 845	6 223	533 591	127 996	50	684 593	216 297	1 148	194 818	0	1 771 561	1 464 100	1 339 555	1 230 251	
2027	6 982	6 347	572 571	121 481	51	695 775	219 783	1 148	221 594	0	1 845 731	1 386 725	1 213 598	1 068 131	
2028	7 122	6 474	546 280	114 884	52	677 103	213 840	1 148	224 216	0	1 791 120	1 223 359	1 024 078	863 773	
2029	7 264	6 604	545 394	108 489	53	689 526	217 718	1 148	245 883	0	1 822 078	1 131 367	905 895	732 252	
2030	7 409	6 736	571 262	102 154	54	687 562	217 055	1 148	244 619	0	1 837 999	1 037 503	794 618	615 542	
2031	7 558	6 871	548 429	95 744	55	673 283	212 505	1 148	238 452	0	1 784 044	915 497	670 688	497 894	
2032	7 709	7 008	541 534	89 416	56	720 497	213 988	1 148	236 753	0	1 818 109	848 161	594 343	422 834	
2033	7 863	7 148	588 134	81 895	57	748 262	222 192	1 148	260 961	0	1 917 661	813 275	545 119	371 656	
2034	8 020	7 291	650 157	72 625	59	843 715	250 490	1 148	339 315	0	2 172 820	837 716	537 088	350 923	
2035	8 181	7 437	648 372	62 724	60	858 227	254 752	1 148	355 555	0	2 196 456	769 844	472 113	295 617	
2036	8 344	7 586	660 956	52 767	61	839 889	249 263	1 148	337 260	0	2 157 275	687 374	403 210	241 953	
2037	8 511	7 737	666 806	42 930	62	864 268	256 454	1 148	357 913	0	2 205 829	638 950	358 509	206 165	
2038	8 681	7 892	671 858	32 988	63	992 731	263 519	1 148	356 533	0	2 335 415	614 988	330 061	181 897	
2039	8 855	8 050	681 462	22 995	65	970 002	257 442	1 148	333 342	0	2 283 361	546 618	280 612	148 203	
2040	9 032	8 211	689 307	12 997	66	1 000 792	265 570	1 148	353 553	0	2 340 677	509 399	250 136	126 602	
2041	9 213	8 375	764 628	1 784	67	395 225	284 619	1 148	529 349	0	1 994 408	394 583	185 332	89 894	
2042	9 397	8 543	729 825	0	69	1 044 405	277 054	1 148	373 154	0	2 443 594	439 502	197 455	91 784	
2043	9 585	8 714	695 024	0	70	1 014 496	269 077	1 148	350 281	0	2 348 395	383 981	165 011	73 507	
2044	9 777	8 888	697 010	0	71	1 089 630	261 441	1 148	299 885	0	2 367 850	351 966	144 676	61 763	
2045	9 972	9 066	664 324	0	73	1 059 303	254 126	1 148	278 375	0	2 276 387	307 609	120 946	49 481	
2046	10 172	9 247	633 425	0	74	1 030 233	247 116	1 148	257 111	0	2 188 527	268 852	101 111	39 643	
2047	10 375	9 432	604 201	0	76	1 002 355	240 394	1 148	236 113	0	2 104 094	234 981	84 531	31 761	
2048	10 582	9 620	656 805	0	77	1 012 470	231 750	1 148	183 527	0	2 105 980	213 811	73 571	26 491	
2049	10 794	9 813	616 924	0	79	970 015	222 001	1 148	154 152	0	1 984 926	183 201	60 297	20 807	
2050	11 010	10 009	580 126	0	80	930 398	212 905	1 148	127 216	0	1 872 892	157 146	49 473	16 361	
2051	11 230	10 209	536 495	0	82	877 631	200 804	1 148	92 530	0	1 730 129	131 970	39 741	12 595	
2052	11 455	10 413	485 179	414	84	809 559	185 204	1 148	48 731	0	1 552 187	107 634	31 003	9 416	
Итого 2025-2052	248 649	226 044	17 319 500	1 278 550	1 816	23 775 635	6 631 780	32 146	7 404 959	0	56 919 079	18 117 908	12 424 574	9 268 507	
2053	11 684	10 622	496 131	950	85	780 913	170 862	1 148	0	0	1 472 394	92 819	25 573	7 443	
2054	11 918	10 834	448 832	1 522	87	720 594	157 644	1 148	0	0	1 352 579	77 514	20 428	5 698	
2055	12 156	11 051	405 997	2 125	89	664 860	146 801	1 148	0	0	1 244 227	64 823	16 341	4 368	
2056	12 399	11 272	367 122	2 753	91	613 222	135 358	1 148	0	0	1 143 365	54 153	13 057	3 345	
2057	12 647	11 497	370 040	3 403	92	614 389	124 730	1 148	0	0	1 137 947	48 996	11 300	2 774	
Итого 2025-2057	309 453	281 321	19 407 621	1 289 304	2 259	27 169 612	7 367 175	37 886	7 404 959	0	63 269 591	18 456 212	12 511 273	9 292 135	

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

Для достижения утвержденной величины коэффициента извлечения нефти были рассмотрены 2 варианта разработки месторождения Кокарна Восточная.

На основе технико-экономического анализа выбран рекомендуемый 1 вариант, обеспечивающий выработку утвержденных извлекаемых запасов нефти за рентабельный период разработки и экономические выгоды.

Разработка месторождения согласно экономическим расчетам рентабельна до 2052 года.

В таблице 4.3.1 представлено сопоставление расчетных коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки с ранее утвержденными.

Таблица 4.3.1– Сопоставление утвержденных и расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)

Объект	Утверждённые		1 вариант		2 вариант	
	КИН, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	КИН, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	КИН, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т
I	0,407	625	0,407	625,2	0,406	622,7
II	0,392	1570	0,392	1570,0	0,395	1580,6
III	0,278	188	0,278	188,1	0,267	180,2
IV	0,260	94	0,260	94,0	0,228	82,2
Итого по мест.	0,363	2545	0,377	2477,3	0,375	2465,8

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки

Были рассмотрены технико-экономические показатели двух вариантов разработки.

По **второму** варианту разработки месторождения рентабельный период составляет 24 лет. За этот период суммарная добыча нефти составит 499,7 тыс.т. нефти и достигается КИН 37,5%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 10, 15, 20%, составят за рентабельный проектный период после налогообложения, соответственно: 7 992, 680 млн.тенге, 5 131, 040 млн.тенге и 3 612, 624 млн.тенге. Капитальные вложения составят 8 941,0 млн.тенге. Суммарные поступления за 24 лет рентабельного периода составят 145 406,9 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны составит 280 803,9 тенге.

По **первому** рекомендуемому варианту разработки месторождения не предполагается бурение новых добывающих скважин. Суммарные поступления за 28 лет рентабельного периода составят 153 190,3 млн.тенге. За этот период будет добыто 511,3 тыс.т. нефти и достигается КИН- 37,7%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 10, 15, 20%, составят за рентабельный проектный период после налогообложения: 11 478, 266 млн.тенге; 8 095, 040 млн.тенге и 6 154, 534 млн.тенге.

Средняя себестоимость 1 тонны составит 247 648,9 тенге.

Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 26,7%.

Индекс доходности компании ($PI = 7$ при дисконте 10%) превышает 1, указывая на то, что данный вариант экономически привлекателен. По сравнению с рассмотренными вариантами разработки месторождения, данный вариант имеет наиболее привлекательные экономические показатели.

Таким образом, 1 вариант с точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей обеспечивает наибольшую экономическую выгоду, что наглядно видно на рисунках 5.1.1.-5.1.2, в связи с этим данный вариант рекомендован к реализации.

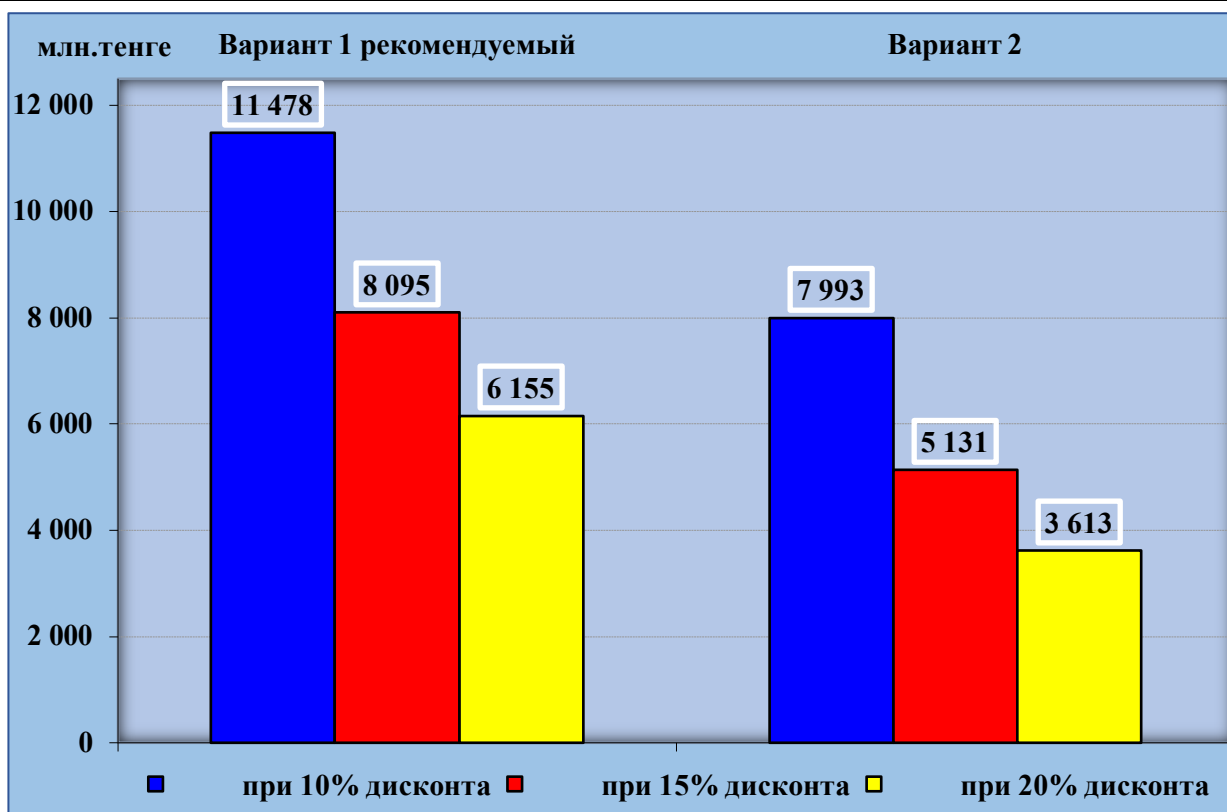


Рисунок 5.1.1 - Чистые дисконтированные поступления при ставках дисконта 10; 15; 20 %, по вариантам за рентабельный период

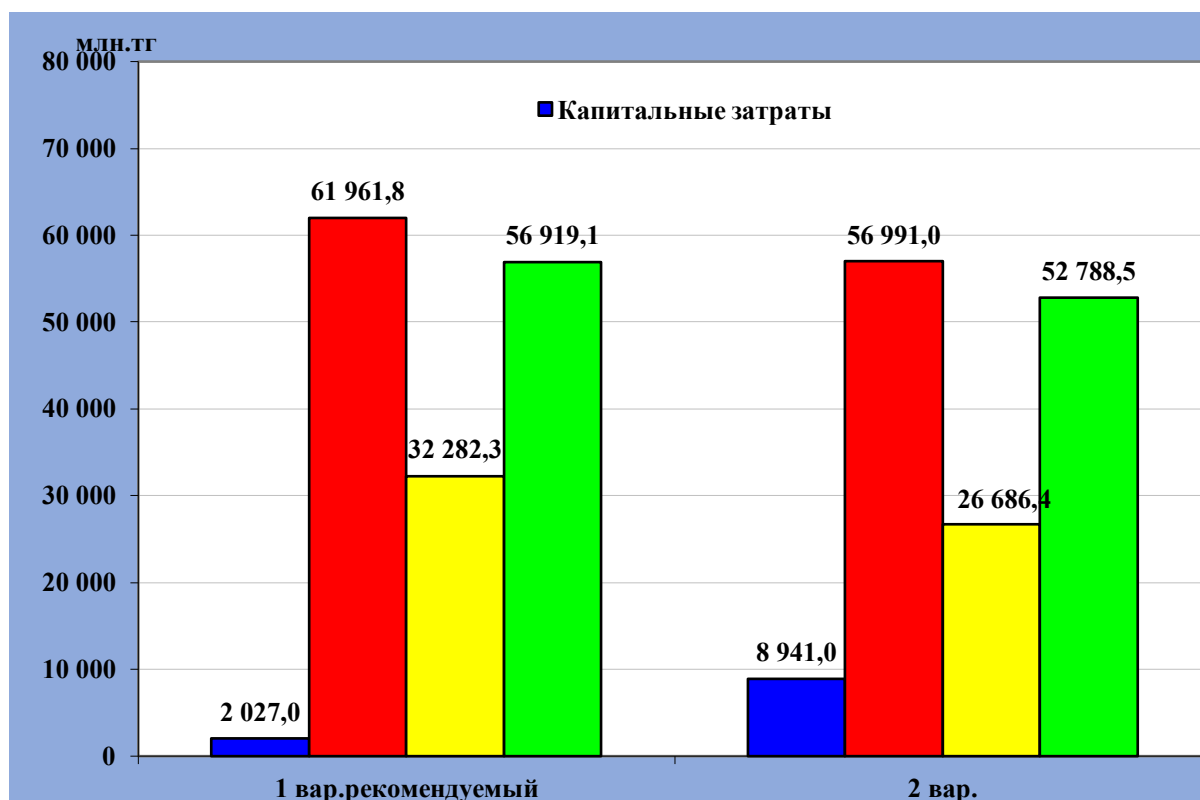


Рисунок 5.1.2 - Сравнение экономических показателей по вариантам за рентабельный период

Полученные результаты расчетов экономических показателей проекта приведены в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1. - Техничко-экономические показатели основных вариантов разработки месторождения Кокарна Восточная

№	Наименование показателей	Вариант 1 (рекомендуемый)		Вариант 2	
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный
1	Период расчета, годы	2025-2057 (33 лет)	2025-2052 (28 лет)	2025-2057 (33 лет)	2025-2048 (24 лет)
2	Ввод добывающих скважин, шт.	0	0	5	5
3	Выбытие скважин, шт.	0	0	0	0
4	Суммарная добычи нефти, тыс.т	551,8	511,3	595,9	499,7
5	Добыча газа попутного, млн.м ³	12,0	11,2	13,1	11,0
6	Добыча жидкости, тыс.т	16 932,7	15 097,1	19 301,4	15 431,1
7	Закачка воды, тыс.м ³	14 121	12 574	16 126	12 872
8	Суммарная продажа нефти, тыс.т	547,4	507,2	591,1	495,7
9	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге	170 132,8	153 190,3	183 700,9	145 406,9
10	Эксплуатационные затраты ,без амортизации, млн.тенге	130 264,4	111 476,0	144 782,7	103 771,6
	- прямые затраты	61 929,5	50 953,4	70 673,1	46 683,9
	- налоги и платежи, относимые на вычеты	55 683,7	49 368,8	60 496,0	46 661,3
	- расходы периода	12 651,2	11 153,8	13 613,6	10 426,4
	в т.ч. налоговые платежи от ФОТ АУП	180,9	145,4	180,9	119,3
11	Эксплуатационные затраты с учетом амортизации, млн.тенге	146 444,4	126 614,4	181 989,4	140 328,0
12	Средние общие затраты на 1 т нефти, тенге/т, с учетом амортизации	265 386,9	247 648,9	305 427,5	280 803,9
13	Капитальные вложения (без НДС), млн.тенге	2 206,1	2 027,0	9 251,1	8 941,0
	- в строительство скважин	256,4	256,4	7 006,5	7 006,5
	- в нефтепромысловое строительство	1 949,7	1 770,6	2 244,6	1 934,5
14	Удельные капитальные вложения, тенге/т	3 997,9	3 964,7	15 525,8	17 891,4
15	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 15 %, млн.тенге	8 071,4	8 095,0	5 089,9	5 131,0
16	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR), %	21,6%	26,7%	14,8%	22,5%
17	Накопленный поток денежной наличности, млн.тенге	30 257,4	32 282,3	23 659,2	26 686,4
18	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	63 269,6	56 919,1	66 684,8	52 788,5
19	Коэффициент извлечения нефти КИН, %	38,3%	37,7%	39,0%	37,5%

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

6.1 Обоснование выбора рационального способа эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

На месторождении Кокарна Восточная добыча нефти ведётся механизированным способом из скважин, разрабатывающих среднеюрские горизонты и триас. **Эксплуатационный фонд добывающих скважин** по состоянию на 01.01.2025 г. составляет 27 единиц. 17 скважин эксплуатируются механизированным способом с использованием УЭЦН, 9 скважин – с применением винтовых скважинных насосных установок (ВШНУ), 1 скважина – с использованием СШНУ.

В нагнетательном фонде находятся 6 скважин, все действующие.

Работа скважин осложняется тем, что в составе нефти отложений средней юры и триаса месторождения Кокарна Восточная содержание парафина составляет от 2,7% (залежь III-Т) до 5,16% (залежь IIIА-J₂), смол – от 7,2% (залежь IIIА-J₂) до 8,9% (залежь II-Т), асфальтенов – от 0,5% (залежь IIIА-J₂) до 2,5% (залежь III-Т).

По результатам анализа технологических условий эксплуатации скважин, учитывая физико-химические свойства добываемой продукции можно сделать вывод, что дальнейшая разработка месторождения Кокарна Восточная будет основана на механизированном способе добычи нефти.

Эксплуатация скважин, оборудованных электроцентробежными насосными установками (УЭЦН)

По состоянию на 01.01.2025 г. 4 скважины (№№ 31, 40, 51, 61) разрабатывают I объект горизонт II-J₂, 11 скважин (№№ 12, 20, 32, 36, 38, 43, 47, 59, 60, 63, 64) работают на II объекте, горизонте II-Т, 2 скважины (№№ 62 и 66) работают на III объекте, горизонте IIIБ-J₂.

В настоящее время на месторождении применяются насосы с номинальной производительностью 25, 60, 80, 100 м³/сут и номинальным напором от 1200 до 2300 м водяного столба.

На скважинах №№ 12, 31, 36, 51, 59, 61, 64, 66 установлены электроприводные центробежные насосы коррозионно-износостойкого исполнения марки ЭЦНАКИ, выпускаемые ОАО «АЛНАС». На остальных скважинах спущены насосы ЭЦН 5-го габарита в базовом исполнении, изготовленные по ТУ 3665-002-24476500-2007.

Насосы спущены на НКТ диаметром 73 мм выше верхних отверстий интервала перфорации на глубину от 100 м (скважины 31, 40, 51) до 495 м (скважина 36).

На устье установлена система управления изменения скорости вращения. В компоновке подземного оборудования выше насоса установлены обратный клапан для предотвращения попадания мехпримесей при непредвиденной остановке насоса (отключение электроэнергии и др.) и сливной клапан для облегчения работ при ПРС.

Характеристика работы скважин, оборудованных УЭЦН, представлена в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1 – Характеристика работы насосных установок УЭЦН, применяемых на месторождении

Объект, горизонт	№№ скв	Параметры работы скважин (по состоянию на 01.01.2025 г.)			
		дебит нефти т/сут	дебит ж-сти т/сут	% воды	Н дин, м
I объект II-J ₂	31, 40, 51, 61	0,7-6,6	15,6-30,4	78,2-96,3	от 533 до 1693
II объект II-T	12, 20, 32, 36, 38, 43, 47, 59, 60, 63, 64	1,5-4,8	26,4-170,2	91,0-98,5	от 0 до 1488
III объект IIIБ-J ₂	62, 66	1,9-3,5	35,2-127,0	94,5-97,3	от 0 до 445

I объект разрабатывают 4 скважины. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2025 г. составляет от 0,7 до 6,6 т/сут, жидкости – от 15,6 до 30,4 т/сут, обводнённость – от 78,2 до 96,3%. Скважины работают с динамическим уровнем от 533 м до 1693 м.

II объект разрабатывают 11 скважин. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2025 г. составляет от 1,5 до 4,8 т/сут, жидкости – от 26,4 до 170,2 т/сут, обводнённость – от 91,0 до 98,5%. Скважины работают с динамическим уровнем 0-1488 м.

III объект разрабатывают 2 скважины. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2025 г. составляет от 1,9 до 3,5 т/сут, жидкости – от 35,2 до 127,0 т/сут, обводнённость – от 94,5 до 97,3%. Скважины работают с динамическим уровнем от 0 м до 445 м.

Для обеспечения значений проектных дебитов жидкости могут быть использованы применяемые на месторождении насосные установки.

Эксплуатация скважин, оборудованных винтовыми штанговыми насосными установками (ВШНУ)

С использованием ВШНУ работают 9 скважин, из них 4 скважины эксплуатируют I объект, 5 скважин - II объект.

На месторождении используются винтовые штанговые насосные установки ВН производительностью 32 и 56 м³.

Все винтовые насосы спущены в скважины выше верхних отверстий интервала перфорации от 1266 м (скважина 48) до 1960 м (скважина 23).

Винтовые насосы погружены под динамический уровень на глубину от 260 м (скважина 50) до 480 м (скважина 15).

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	Тип насоса	№ скв	Параметры работы скважин (по состоянию на 01.01.2025 г.)				
			дебит нефти т/сут	дебит жидкости т/сут	% воды	Ндин, м	Число обо- ротов
I объект II-J ₂	ВН-32 м ³	41, 45	1,1-1,3	16,4-42,6	93,1-97,0	перелив	60-150
	ВН-56 м ³	15, 48	1,5-2,1	21,1-54,3	89,9-97,3	от 361 до 485	50-110
II объект II-Т	ВН-56 м ³	22, 23, 42, 50, 52	1,6-3,2	20,8-71,2	90,9-96,1	от 51 до 426	50-100

I объект разрабатывают 4 скважины, снабжённые винтовыми насосами. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2025 г. колеблется от 1,1 т/сут до 2,1 т/сут, жидкости – от 16,4 м³/сут до 54,3 т/сут, обводнённость – от 89,9% до 97,3%.

II объект разрабатывают 5 скважин, снабжённых винтовыми насосами. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2025 г. колеблется от 1,6 т/сут до 3,2 т/сут, жидкости – от 20,8 м³/сут до 71,2 т/сут, обводнённость – от 90,9% до 96,1%.

Для обеспечения значений проектных дебитов жидкости могут быть использованы применяемые на месторождении насосные установки.

Эксплуатация скважин, оборудованных штанговыми глубиннонасосными установками (СШНУ)

По состоянию на 01.01.2025 г. с использованием СШНУ работает скважина 24 (I объект).

Для подъема жидкости на поверхность используется скважинный одноплунжерный, одноступенчатый насос невставного (трубного) исполнения с ловителем типа НН-2Б с условным диаметром 68 мм и цельным безвулочным цилиндром. Насос спущен в скважину (5" эксплуатационную колонну) на колонне НКТ.

Насос спущен в скважину на глубину 1464 м выше верхних отверстий интервала перфорации.

Насос погружен под динамический уровень на глубину 386 м.

По состоянию на 01.01.2025 г. скважина работает с дебитом нефти 2,2 т/сут, дебитом жидкости 69,7 т/сут и обводнённостью 96,8%.

Недропользователь имеет право выбора фирмы поставщика насосных установок, при этом неременным условием является выбор насоса, соответствующего условиям экс-

плуатации 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	2028	2029
СШНУ ВШНУ	Ввод скважин из бурения		-	-	-	-	-
	Средний эксплуатационный фонд		27	27	27	27	27
	Дебит по жидкости, м ³ /сут	Средний	68,6	68,4	68,4	65,1	65,5
		Минимальный	35,0	34,9	34,7	34,5	43,1
		Максимальный	88,1	88,1	83,8	83,8	79,6
	Средняя обводненность, %		96,6	96,6	96,6	96,6	96,6

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

В процессе разработки месторождения Кокарна Восточная возможны осложнения, связанные с:

- Загрязнением нефтепромыслового оборудования, системы сбора и подготовки нефти асфальтено-смоло-парафиновыми отложениями (АСПО);
- Необходимостью увеличения производительности добывающих скважин;
- Обводнённостью продукции скважин;
- Обострением коррозионной ситуации.

Отложения АСПО

Нефти всех залежей, как среднеюрских, так и триасовых горизонтов месторождения Кокарна Восточная, близки по составу и свойствам. Классифицируются как легкие (плотность при 20 °С в среднем по залежам – 841,1-860,1 кг/м³), парафинистые (2,7-5,16% массовых), малосмолистые (смола – 7,2-8,9% массовых, асфальтенов – 0,5-2,5% массовых) (раздел 2). Температура застывания нефти колеблется в среднем по залежам от -11 до -29°С.

Смола легко оседает на различных адсорбентах. Даже незначительное количество парафина и асфальтенов при понижении температуры переходят в дисперсное состояние, что способствует осаждению на них смола [6].

Для борьбы с отложениями органических веществ на поверхности подземного оборудования на месторождении применяют тепловой метод - промывки скважин горячей нефтью (ОГН) с помощью передвижной установки АДПН 12/150-У-1. Нагретая до 80°С

нефть подаётся в затрубное пространство скважины. Объем закачиваемой горячей нефти составляет 8-30 м³ на скважину.

Интенсификация добычи нефти

С целью интенсификации добычи нефти на месторождении проведены испытания технологии термогазокислотного воздействия (ТГКВ). Результаты опытно-промысловых испытаний представлены в разделе 12

Обводнённость

В целях борьбы с водопритоками на месторождении Кокарна Восточная применяется изоляция обводнённых интервалов методом цементажа под давлением (ЦПД) с последующей перфорацией. Работы проводились по результатам ГИС-исследований.

В 2024 г. для изоляции водопритоков на скважине 63 проведены 2 скважинно-операции методом ЦПД.

Результаты проведённых работ представлены в таблице 6.2.1.

В результате проведённых работ наблюдается рост дебита нефти от 0,3 т/сут до 2,1 т/сут. В среднем на одну успешную скважинно-операцию рост дебита нефти составил 1,2 т/сут.

После водоизоляционных работ произошло снижение обводнённости добываемой продукции на величину от 2,1% до 4,1%, что в среднем на одну успешную скважинно-операцию составило 3,1%.

Продолжительность эффекта составила в среднем 25 сут, причём на скважине 63 по состоянию на 01.01.2025 г. эффект продолжается.

Таблица 6.2.1 – Результаты проведённых работ с целью изоляции водопроявлений методом ЦПД

№ скв Объект	Дата проведения работы	Интервалы перфорации		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
44 I	03.08-29.12.2022	2306,5-2310,5 II-J2	2307,0-2308,0 2309,0-2311,0 2312,0-2314,0 II-J2	97,4	0,5	99,0	Не вводилась в эксплуатацию						Эффект неопределён
63 II	15.05-13.07.2024	2562,0-2569,0 II-T	2562,0-2565,0 II-T	49,1	0,5	99,0	27,7	0,8	96,9	0,3	2,1	20	Эффект закончен
	11-25.11.2024	2562,0-2565,0 II-T	2555,0-2558,0 II-T	98,9	0,4	99,6	54,8	2,5	95,5	2,1	4,1	31	Эффект продолжается

Коррозия

Текущая стадия разработки объектов эксплуатации характеризуется устойчиво высоким темпом обводнения продукции скважин повышенно коррозионно-активной пластовой водой.

Пластовые воды месторождения представлены юрскими и триасовыми продуктивными горизонтами. Воды относятся к хлоркальциевому типу и имеют минерализацию от 202 до 254 г/л.

Для минерализованной пластовой воды уровень коррозии будет зависеть от состава и содержания коррозионно-активных компонентов, таких как хлорид-ионы, бикарбонат-ионы и pH. Высокая коррозионная активность соответствует значениям хлорид-ионов выше пороговых в 50 мг/л в интервале значений pH 4.5-8.5. Содержание хлоридов в пластовой воде месторождения Кокарна Восточная превышает пороговое значение в сотни раз. В пластовой воде юрских горизонтов присутствуют сульфат-ионы (таблица 6.5.1), однако их содержание недостаточно для развития полноценного биоценозного комплекса. По компонентному составу и степени воздействия воды продуктивных пластов характеризуются как сильноагрессивные среды, вызывающие общую и локальную виды коррозии.

К факторам, отрицательно влияющих на стабильную работу скважин, относится содержание песка в скважинной продукции. Эрозионные (механические) процессы, вызываемые выносом механических примесей (песка), при наличии агрессивной среды рассматриваются как фактор, стимулирующий коррозионный износ (эрозионная коррозия) оборудования скважин и трубопроводных коммуникаций системы сбора продукции

В настоящее время мероприятия по защите от коррозии нефтепромыслового оборудования на различных участках системы сбора и подготовки продукции скважин не реализуются.

Коррозионный мониторинг должен включать применение технологических мер по защите от коррозии подземного оборудования скважин и системы сбора и подготовки продукции скважин. Технологические методы защиты представляют собой комплекс мероприятий, включающих применение герметизированных систем производства; эксплуатацию трубопроводов систем сбора, транспортирующих обводненную нефть, со скоростями выше критических, при которых не происходит выделения водной фазы в виде водных скоплений или подвижного слоя и др. При явлениях выноса песка необходимо предусмотреть мероприятия по его предупреждению, или сведению выноса песка до уровня, когда с помощью технологических методов можно обеспечить антикоррозионный режим движения флюида.

Специальный метод защиты от коррозии - химическое ингибирование - рекомендуется на стадии обводнения продукции скважин. Применение химического ингибирования коррозии по ряду причин особенно эффективно. Ингибиторы могут быть поданы в агрессивную среду в любом желаемом месте функционирующей системы без существенного изменения технологического процесса добычи.

При химическом ингибировании обязателен тщательный подбор ингибиторов с учетом их совместимости с технологическими процессами подготовки и переработки продукции, при осуществлении которых применяются химические реагенты различного класса. Необходимо проведение предварительных испытаний ингибиторов в промысловых условиях с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям.

В настоящее время ассортимент предлагаемых ингибиторов обеспечивает большой выбор реагентов для различных условий эксплуатации.

6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

В соответствии с [1] система сбора и промысловой подготовки добываемой продукции должна обеспечить следующие требования:

- герметичность системы сбора добываемой продукции;
- достоверный замер дебита продукции каждой скважины;
- учет промысловой продукции месторождения в целом;
- надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- автоматизацию всех технологических процессов.

Согласно рекомендуемому варианту, разработка месторождения будет осуществляться с использованием системы ППД на I и II объектах. Фонд добывающих скважин будет составлять 27 единиц, фонд нагнетательных скважин – 6 единиц.

В настоящее время месторождение Кокарна Восточная обустроено в полном объеме в соответствии с проектом, функционируют следующие основные объекты и сооружения:

- Добывающие скважины;
- Автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) «Спутник АМ-40-14-1500» в количестве 3-х единиц;
- Выкидные линии от скважин до АГЗУ с рабочим давлением 0.3 МПа, выполненные из стальных труб диаметром 114 мм и толщиной стенки 5 мм, оборудованные индикатором давления;
- Пункт сепарации газа и дожимная насосная станция (ДНС);

- Трубопроводы диаметром 219 мм в количестве 1 единиц для перекачки нефти от АГЗУ до пункта предварительной подготовки и ДНС;
- Нефтепровод длиной 7 км и диаметром 219 мм, по которому нефть откачивается на установку подготовки нефти (УПН) месторождения Кара-Арна.

На промысле имеется цех подземного и капитального ремонта скважин (ПКРС).

6.3.1 Действующая система внутрпромыслового сбора и промыслового транспорта добываемой продукции

Действующий фонд скважин по состоянию на 01.01.2025 г. составляет 27 единиц. В наблюдательном фонде находятся 12 скважин (№№ 7, 8, 9, 10, 34, 37, 39, 44, 46, 49, 54, 57).

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.

Выкидные трубопроводы выполнены из стальных бесшовных горячедеформированных труб Ø114х5 по ГОСТ 8732-78*. Глубина заложения подземной части выкидных трубопроводов 1,2 метра до верхней образующей трубопровода.

В настоящее время на месторождении Кокарна Восточная функционируют АГЗУ-1, 2, 3. К АГЗУ поступает продукция скважин:

- АГЗУ-1 – скважины №№ 12, 15, 20, 22, 23, 45.
- АГЗУ-2 - скважины №№ 31, 32, 36, 38, 40, 43, 47, 48, 50, 51, 63.
- АГЗУ-3 - скважины №№ 24, 42, 44, 52, 59, 60, 61, 62, 64, 66.

В состав каждой АГЗУ входит замерная ёмкость, тип резервуара - наземный горизонтальный «мерник» объёмом 5 м³, насос НБ-50 (1 ед) для перекачки жидкости производительностью 26,3 м³/час.

На АГЗУ-2 имеется ёмкость подземная для сбора жидкости с оборудования, а также при проведении ПРС и КРС на скважинах объёмом 25 м³.

Принципиальная технологическая схема сбора продукции скважин месторождения Кокарна Восточная представлена на рисунке 6.3.1.1.

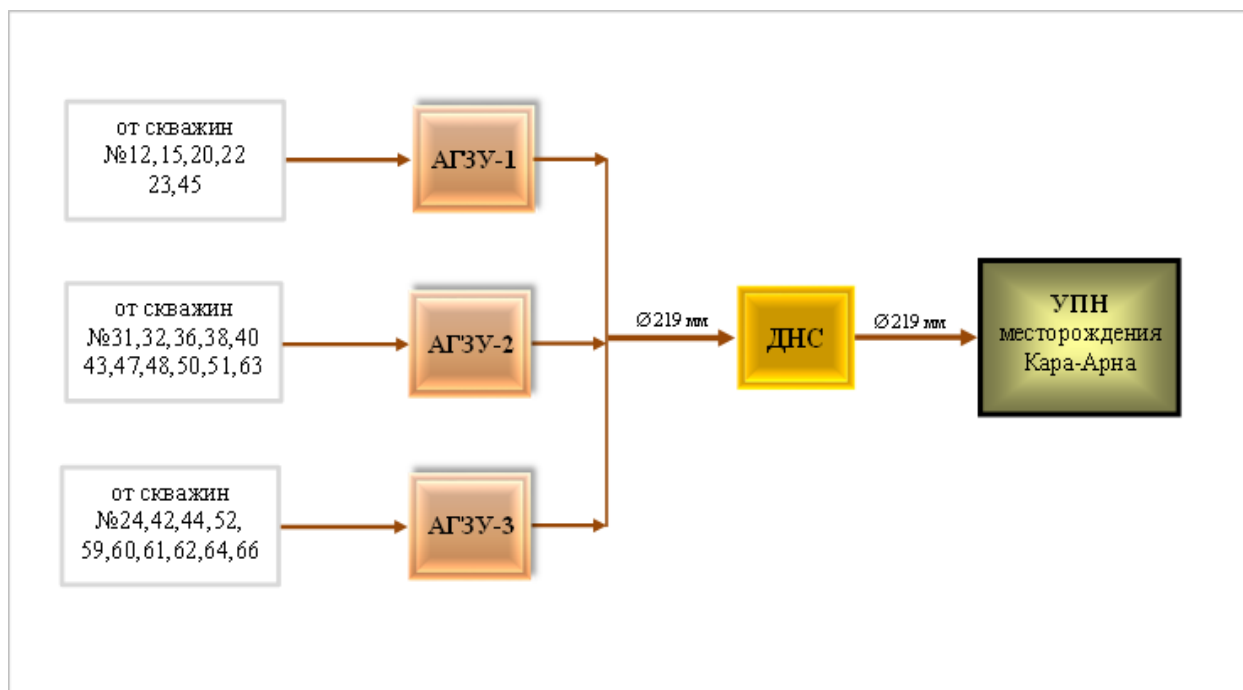


Рисунок 6.3.1.1 – Принципиальная схема действующей системы сбора месторождения Кокарна Восточная

6.3.2 Существующая система подготовки и сдачи продукции скважин

Существующая технология подготовки нефти месторождения Кокарна Восточная следующая: продукция добывающих скважин от АГЗУ-1, 2 и 3 поступает в нефтегазосепаратор (НГС) объемом 40 м³, также имеется резервный НГС объемом 12,5 м³.

Выделившийся газ по газопроводу диаметром 89 мм поступает в газосепаратор объемом 0,6 м³ и далее через газовый счётчик и регулятор давления по газопроводу подаётся на собственные нужды, на печи подогрева ПТ-16/150 – 2 единицы (1-резерв). При аварийной ситуации газ поступает по трубопроводу на факельную установку.

Водонефтяная эмульсия из НГС по трубопроводу диаметром 219 мм поступает в РВС №2 (1000м³) откуда по трубопроводу диаметром 219 мм подаётся на приём насосов НБ-125 (4 комплекта, 2 – в работе, 2- в резерве), далее через трубопроводный нагреватель ПТ-16/150, откачивается на центральный пункт сбора месторождения Кара-Арна.

Для автоматического дозированного ввода жидкого деэмульгатора «TOPDEM 520» предназначен блок дозирования химического реагента марки БР-2,5.

Дренаж со всех аппаратов, емкостей и насосов сливается в дренажные емкости. Оттуда насосами откачивается на начало процесса для повторной подготовки. В наличии 3 подземные дренажные ёмкости: №1 - для сбора остатков нефтяной эмульсии из технологических трубопроводов и аппаратов объемом 12,5 м³, №2 и 3 - для сбора остатков нефтяной эмульсии с насосов объемом 3 м³ каждая.

Электроснабжение объектов добычи и подготовки на месторождении осуществляется следующим образом: от подстанции «Тенгиз-220кВ» по внутрипромысловым воздушным ВЛ-10 кВ напряжение подается на комплектные распределительные устройства напряжением 10/0,4 кВ, установленные на объектах промысла.

В случае аварийного отключения электричества для выработки электроэнергии имеется дизельный генератор «Teksan» TJ145PE5A CHR 3555.

Принципиальная технологическая схема пункта предварительной подготовка и ДНС представлена на рисунке 6.3.2.1.

6.3.3 Рекомендации по системе внутрипромыслового сбора, промыслового транспорта и подготовки добываемой продукции

Данным Проектом разработки месторождения Кокарна Восточная не предусматривается дополнительное бурение добывающих скважин.

В рамках проекта систему транспортировки и подготовки добываемой продукции рекомендуется оставить прежней.

6.3.4 Нормативы технологических потерь нефти при добыче

При эксплуатации промысловых и производственных объектов месторождения Кокарна Восточная 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 Восточная Кокарна». 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 Восточная Кокарна за 2024 г. составил: в тёплый период года – 0,498834%, в холодный период года – 0,470334%, что в количественном выражении от фактического объёма добычи нефти 21822 т составляет 54,43 т и 51,32 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

Переработка и утилизация сырого газа в настоящее время осуществляется согласно «Программы развития переработки сырого газа при промышленной разработке месторождения Кокарна Восточная на период с 08.12.2023 по 31.12.2025 г.» на 2025 год, утверждённой в Министерстве энергетики РК (протокол №22/2 от 11.10.2024 г.).

В Протоколе отмечено отсутствие технологически неизбежного сжигания сырого газа, в связи с чем нет разрешений на сжигание газа.

Весь объем добываемого сырого газа используется и в дальнейшем будет использоваться на собственные нужды на огневых печах подогрева нефти в процессе подготовки.

В 2024 г. объем добычи нефтяного газа на месторождении Кокарна Восточная составил 39,219 тыс. м³, объем использования на печах подогрева - 39,219 тыс. м³.

В соответствии с существующим положением в системе сбора и подготовки нефти на месторождении Кокарна Восточная на данном этапе разработки, на промысле основными объектами потребления газа являются:

- трубопроводный нагреватель ПТ-16/150 в количестве 2 единицы (1 резерв), установленные на ДНС. Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 275 м³/час.

Для измерения объема потребляемого нефтяного газа на месторождении используются датчики расхода газа «Эмис-вихрь 200».

При разработке Программы переработки газа предлагается учесть рекомендации Рабочей группы по вопросам развития переработки сырого газа МЭ РК (протокол №22/2 от 11.10.2024 г.), а именно вести учёт технологических потерь углеводородного сырья и включить данный объем в Программу развития переработки сырого газа.

В связи с этим рекомендовано выполнить расчёт технологических потерь газа на месторождении Кокарна Восточная.

6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Разработка месторождения Кокарна Восточная согласно Проекта будет проводиться с использованием системы ППД на I и II объектах разработки.

Источником водоснабжения для ППД будет являться попутно-добываемая (сточная) вода.

Физико-химический состав пластовых и закачиваемых в систему ППД вод месторождения Кокарна Восточная по результатам исследований 2021 г., выполненных ТОО «НИИ «Батысэкопроект» и по результатам исследований, выполненных в 2022-2024 гг. ТОО «КазНИГРИ» и ТОО «КМГ Инжиниринг», приведён в таблице 6.5.1.

Используемая в системе ППД месторождения Кокарна Восточная сточная вода имеет плотность от 1,154 до 1,171 г/см³, минерализацию от 195,1 до 242,9 г/л и относится к хлоркальциевому типу. Содержание ионов хлора составляет в среднем 128,8 г/л, сульфатов до 0,8 г/л, гидрокарбонатов – в среднем 0,078 г/л, кальция – 3,5 г/л, магния – 1,8 г/л, суммарное количество калия и натрия составляет – 80,5 г/л.

Таблица 6.5.1– Физико-химический состав пластовых и закачиваемых вод месторождения Кокарна Восточная

Объект	Место отбора	Интервал отбора	Дата отбора	ρ , г/см ³	pH	Компоненты, мг/л						Σ мин г/л
						Ca	Mg	Na+K	Cl	SO ₄	HCO ₃	
I	скважина 51	2277-2279	03.11.2021 г.	1,172	6,43	2744	1628	86750	141812	518,6	42,7	233,5
	скважина 61	2273-2320	03.11.2021 г.	1,172	6,24	2955	1743	96061	153084	782,0	24,4	254,6
	скважина 41	2285-2286	24.10.2022 г.	1,165	5,4	3120	2103	72840	123862	69,6	92,8	202,1
	скважина 31	2274-2292	24.10.2022 г.	1,167	5,6	2590	1886	76790	128278	227,0	71,6	213,5
	скважина 24	2271-2290	24.10.2022 г.	1,164	5,6	3472	2844	71995	125293	85,3	76,0	203,8
	скважина 40	2275-2288	30.11.2023 г.	1,167	5,8	4659	1672	90755	152832	182,0	54,9	250,1
II	скважина 59	2537-2547	03.11.2021 г.	1,172	6,13	5534	1619	89881	144448	823,2	48,8	242,4
	скважина 38	2561-2564	03.11.2021 г.	1,172	6,23	5660	1690	73239	134721	351,5	42,7	215,7
	скважина 43	2560-2565	24.10.2022 г.	1,167	5,8	2584	1673	76991	128014	141,4	84,0	209,5
	скважина 63	2562-2565	25.10.2024 г.	1,166	5,8	4240	1540	74298	126044	633,3	73,8	206,8
III	скважина 66	2304-2350	30.11.2023 г.	1,165	5,8	3857	2402	89635	151927	9,0	91,5	247,9
Сточная вода в системе ППД			27.10.2021 г.	1,171	6,21	3699	1645	98951	138267	253,5	61,0	242,9
			18.10.2022 г.	1,166	5,4	3963	1673	77470	131062	325,1	71,6	214,6
			21.10.2022 г.	1,154	5,8	2266	2116	71031	119649	22,9	63,7	195,1
			26.10.2023 г.	1,167	5,0	5060	1733	90207	152832	257,0	30,5	250,1
			25.10.2024 г.	1,167	5,8	4073	1655	74616	126404	833,6	115,7	207,7

Система ППД внедрена с ноября 2008 г. По состоянию на 01.01.2025 г. в системе ППД находятся 6 скважин, все – в действующем фонде. Скважины №№ 2, 16 и 56 осуществляют закачку в I объект (горизонт II-J₂), скважины №№ 33, 35 и 53 – во II объект (горизонт II-T).

По состоянию на 01.01.2025 г. среднесуточная приёмистость скважин, осуществляющих закачку в горизонт II-J₂, составляет 176 м³/сут при среднем значении давления нагнетания 16,2 МПа. Среднесуточная приёмистость скважин, осуществляющих закачку в горизонт II-T, составляет 292 м³/сут при среднем значении давления нагнетания 17,9 МПа.

Чтобы не допустить гидравлического разрыва пласта, необходимо придерживаться значениями предельно допустимого устьевого давления, при котором возможно осуществлять закачку рабочего агента в пласт. В таблице 6.5.2 приведены допустимые значения технологического режима эксплуатации.

Таблица 6.5.2 - Допустимые значения технологического режима эксплуатации

Горизонт (объект)	Давление нагнетания, МПа	Забойное давление, МПа
II-J ₂ (I объект)	не выше 20,2	не выше 45,3
II-T (II объект)	не выше 22,0	не выше 51,0

Согласно перспективному плану добычи нефти максимальный объём закачки воды для ППД приходится на 2038 г. и составляет 578,3 тыс. м³. Исходя из максимальной суточной потребности в закачиваемой воде в размере 1,8 тыс. м³/сут, понадобится 8 нагнетательных скважин.

Для того чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт и учитывая значения проницаемости для I и II объектов разработки, составляющие 0,01092 мкм² и 0,0859 мкм² соответственно, закачиваемая вода в соответствии с коллекторскими свойствами должна соответствовать установленным требованиям [10] приведённым ниже.

- | | |
|---|--|
| 1) Стабильность | - стабильна |
| 2) Совместимость с пластовыми водами | - снижение приёмистости допускается не более 20% |
| 3) Количество мехпримесей | - до 3 мг/л |
| 4) Содержание нефтепродуктов | - до 5 мг/л |
| 5) Размер взвешенных частиц | - 90% частиц не крупнее 1 мкм |
| 6) Содержание растворённого кислорода | - менее 0.5 мг/л |
| 7) Содержание сероводорода | - отсутствие |
| 8) Содержание сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) | - отсутствие |

В настоящее время дозирование реагентов в закачиваемую воду не проводится.

Лабораторией ТОО «КазНИГРИ» и ТОО «КМГ Инжиниринг» проводились исследования содержания мехпримесей и нефтепродуктов в закачиваемой воде (таблица 6.5.3).

Таблица 6.5.3 – Результаты исследований по контролю качества закачиваемой воды

Дата отбора	Механические примеси, мг/л	Нефтепродукты мг/л
18.10.2022 г.	не обнаружено	0,01
21.10.2022 г.	не обнаружено	0,009
25.10.2024 г.	не обнаружено	0,11

Результаты исследований указывают на то, что подготовка воды соответствует установленным требованиям.

К числу факторов, осложняющих реализацию системы ППД, можно отнести низкую, не соответствующую проектной, приёмистость нагнетательных скважин. Отложения юрских и триасовых горизонтов месторождения Кокарна Восточная в литологическом отношении представлены терригенными породами. Значения пористости и проницаемости по керну для отложений II-J2 составляют 18% и 0,01092 мкм² соответственно. Значения пористости и проницаемости по керну для отложений II-Т составляют 20% и 0,0859 мкм² соответственно. Восстановить проницаемость данных коллекторов помогут глинокислотные обработки с использованием установки гибких труб.

Для защиты оборудования и водоводов от коррозии рекомендуется применение антикоррозийной изоляции.

При реализации системы ППД необходимо проводить мониторинг качества закачиваемой воды. Согласно [1] необходимо проводить ежедневный контроль содержания нефтепродуктов и мехпримесей в закачиваемой воде, 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

Система подготовки воды должна быть закрытой, чтобы избежать контакта добываемой воды с атмосферой. Каждая скважина должна быть оснащена штуцерным клапаном и расходомером для контроля распределения нагнетаемой воды.

Существуют следующие методы очистки воды от нефти и мехпримесей: отстой, флотация, осаждение, фильтрация и сепарация. Подготовка воды чаще всего осуществляется путем отстоя в резервуарах различного объема и формы. В таких условиях частицы менее 5 мкм осаждаются медленно, и гранулометрический состав взвесей не контролируется. Более тонкую очистку обеспечивает фильтрация и сепарирование под действием центробежных сил.

Очистка от нефти осуществляется отстоем в резервуарах цеха подготовки нефти. В случае превышения требуемых норм очистки в технологическую схему может быть включен блок гидроциклонов типа жидкость–жидкость.

Предварительная очистка от механических примесей проводится отстоем в резервуарах. Дополнительная подготовка воды может осуществляться путем ее фильтрации через различного рода фильтры (фильтры грубой очистки, фильтры на пористых средах, патронные фильтры) или сепарации в гидроциклонах и центрифугах.

В настоящее время для закачки в пласт месторождения Кокарна Восточная используется сточная вода месторождения Кокарна Восточная (рисунок 6.3.2).

Принципиальная схема системы ППД представлена на рисунке 6.6.1. Кроме действующих нагнетательных скважин на схеме приведены скважины, находящиеся по состоянию на 01.01.2025 г. в наблюдательном фонде.

Нагнетательные скважины 33, 35, 53, 56 снабжены 168 мм эксплуатационными колоннами, скважины 2 и 16 - 140 мм эксплуатационными колоннами. Глубина подвески НКТ на всех скважинах выше верхних отверстий интервала перфорации на глубину от 3 м (скважина 16) до 686 м (скважина 2).

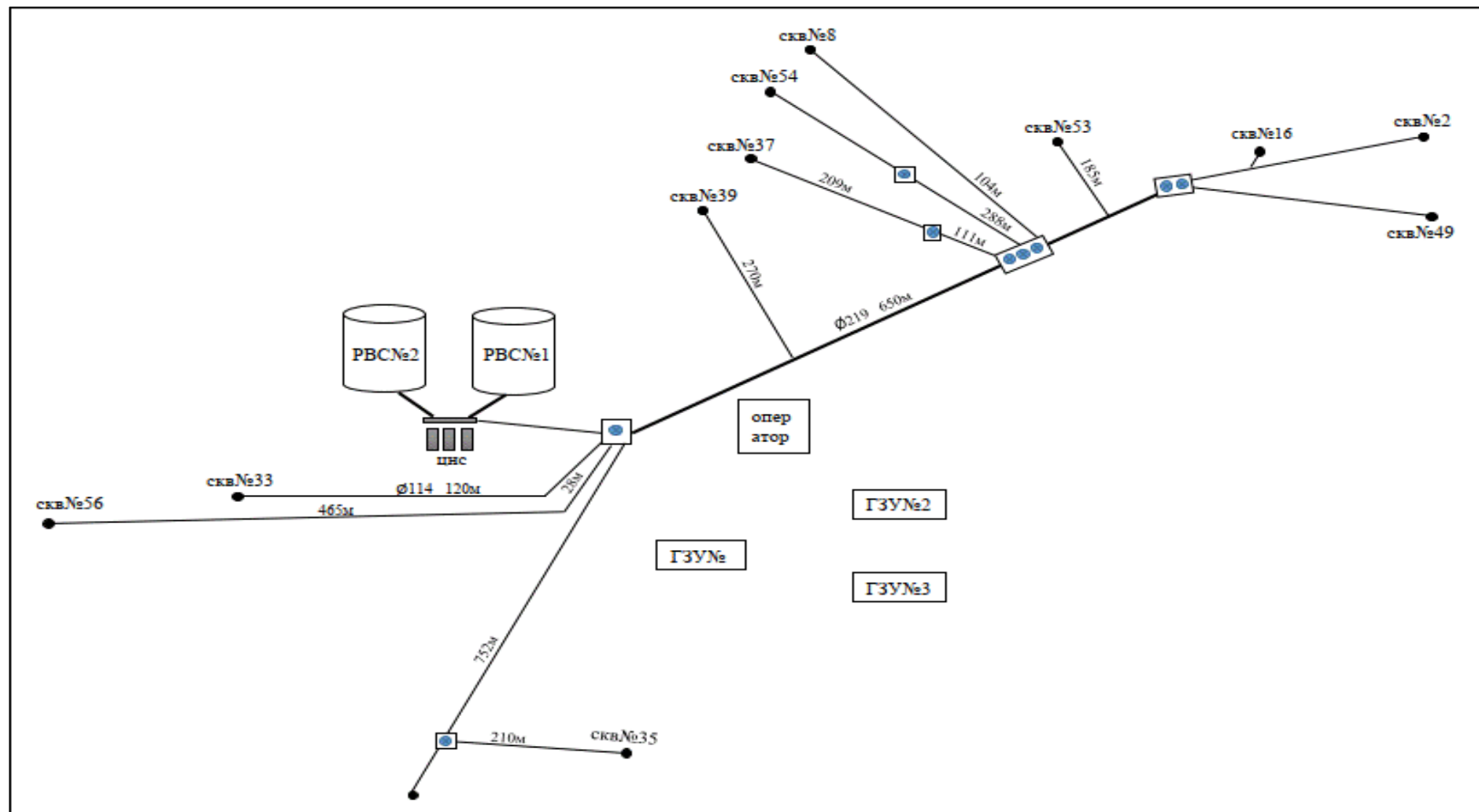


Рисунок 6.6.1 - Принципиальная схема системы ППД месторождения Кокарна Восточная

7 ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

За период 2023-2025 гг. на месторождение Восточный Кокарна буровые работы не проводились.

Конструкция скважин в части надежности, технологичности и безопасности должна 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 изоляцию флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

Конструкция скважины представляет собой комплекс данных о ее глубине, числе обсадных колонн, их наружных диаметрах и глубинах спуска, диаметрах долот для бурения ствола под каждую из колонн, о глубинах интервалов цементирования заколонного пространства. Существует много факторов, способных повлиять на конструкцию скважины и изменить ее в течение периода эксплуатации. Конфигурации системы заканчивания и соответствующие профили обсадки будут совершенствоваться по мере накопления опыта и данных, применения новых технологий и изменения состояния коллектора. Конструкции скважин, представленные в настоящем документе, отражают проектируемые в данное время и ожидаемые конструкции для первых лет эксплуатационного бурения. Оптимальные диаметры обсадных колонн определяются исходя из степени надежности, стоимости строительства скважины и диаметра внутрискважинного оборудования.

Конструкция скважины выбирается согласно геологическим данным, в соответствии с требованиями «Единых технологических правил» и исходя из проектных горно-геологических условий бурения на месторождении Кокарна Восточная.

С целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве скважины предусматривается следующая конструкция (табл.7.1.1):

Таблица 7.1.1 – Проектная конструкция скважин для I, II объектов

Для I объекта:						
Наименование об- садной колонн	Интервал установки, м		Диаметр, мм		Рас-е от устья до уровня цементам	Причина спуска колонны
	верх	низ	долота	ко- лонны		
1	2	3	4	5	6	7
Направление	0	50	393,7	324		Цементируется до устья, спускается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктором и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
Кондуктор	0	1200	295,3	244,5	0	Цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну.
Эксплуатационная колонна	0	2300	215,9	168,3	0	Спускается и цементируется до устья, с целью обсадки продуктивной части скважины и добычи углеводородов.
Для II объекта						
Наименование об- садной колонн	Интервал установки, м		Диаметр, мм		Рас-е от устья до уровня цементам	Причина спуска колонны
	верх	низ	долота	ко- лонны		
1	2	3	4	5	6	7
Направление	0	50	393,7	324		Цементируется до устья, спускается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктором и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
Кондуктор	0	1200	295,3	244,5	0	Цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну.
Эксплуатационная колонна	0	2700	215,9	168,3	0	Спускается и цементируется до устья, с целью обсадки продуктивной части скважины и добычи углеводородов.

Примечание: (ПОПБ параграф-3.89):

Выбор обсадных труб проводится с учетом избыточных ожидаемых наружных и внутренних давлений, осевых нагрузок на трубы и агрессивности флюида, как на стадиях строительства, так и при эксплуатации скважины.

ПОПБ (Параграф-4.96):

Проектом на строительство скважины предусматривается подъем тампонажного раствора:

1) за кондуктором – до устья скважины;

2) за промежуточными колоннами – с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны не менее 100 метров;

3) за эксплуатационными колоннами:

а) нефтяных скважин – с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны не менее 100 метров;

б) для газовых и нагнетательных скважин – до устья.

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

При разработке программы по буровым растворам учитываются, как проблемы связанные с геологическими условиями проводки скважин, так и другие, которые выявлены в результате сбора и анализа промыслового материала по пробуренным скважинам:

- поглощение бурового раствора;
- газоводопоявление;
- осыпи, обвалы и кавернообразование;
- газопоявление в продуктивных пластах техногенного характера;
- использование минерализованной воды в место технической.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств, продуктивных пластов и предупреждения всех вышеперечисленных проблем, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиями предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы (либо полное отсутствие ее);
- плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы дифференциальное давление при бурении в зоне продуктивного пласта было нулевым или близким к этому значению;
- фильтрация бурового раствора должна быть минимальной;
- состав фильтрата в случае проникновения в пласт не должен вызывать физические или физико-химические явления, снижающие проницаемость околоствольной зоны пласта (набухание глин, увеличение гидрофильности породы, образование нерастворимого осадка и т.д.);
- поверхностное натяжение на границе фильтрат – нефть должно быть минимальным.

Поэтому в качестве промывочной и перфорационной жидкости рекомендуются системы полимерного бурового раствора.

Рецептура, обработка и параметры бурового раствора детально излагаются в техническом проекте на строительство скважин.

Освоение скважин производится по индивидуальным планам работ с целью вызова притока, определения гидродинамической характеристики пластов, для выбора оптимального режима эксплуатации.

Освоение скважины должно обеспечивать:

- максимальную очистку призабойной зоны пласта от промежуточной жидкости;
- сохранение скелета пласта в призабойной зоне;
- предупреждение прорыва подошвенной воды;

- предотвращение неконтролируемых нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов;
- предотвращение деформации эксплуатационной колонны;
- охрану недр и окружающей природной среды;
- возможность термогидродинамических исследований по определению характеристик пласта и его геофизических параметров.

Пласты коллекторы, особо чувствительны к влиянию на них буровых растворов, применяющихся для первичного вскрытия пластов бурением и вторичного вскрытия – перфорацией, а также применяющихся способов вызова притока из пласта. Для таких коллекторов наиболее значимыми по влиянию на состояние призабойной зоны пласта факторами являются: вещественный состав и физико-химические свойства дисперсионной среды (фильтрата) бурового раствора. Поэтому, с целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов к буровому раствору, применяемому для их вскрытия, предъявляются повышенные требования по ингибирующему эффекту, обусловленному ионообменными процессами в системе «фильтрат бурового раствора – коллектор». Все они сводятся к подбору и регулированию вещественного состава и физико-химических свойств дисперсионной среды и дисперсной фазы промывочных жидкостей. Наиболее эффективными для первичного вскрытия и освоения пластов, с точки зрения сохранения коллекторских свойств последних являются промывочные жидкости, способные в первые моменты контакта с пластом создавать на стенке скважины тонкий, но плотный и непроницаемый кольматационный слой, препятствующий проникновению фильтрата бурового раствора в призабойную зону пласта. Это достигается применением в составе раствора специальных полимерных добавок в сочетании с другими химическими реагентами, усиливающими кольматирующие свойства полимеров. Этим требованиям отвечают полимерхлоркалиевые растворы, они же рекомендуются для первичного вскрытия пластов при бурении скважин.

С целью эффективного действия применяемой системы, сокращения расходов химреагентов, предупреждения кольматации продуктивных горизонтов и достижения максимального эффекта сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов необходима тщательная очистка бурового раствора от излишней твердой фазы. Требуемое качество обеспечивается трехступенчатой очисткой бурового раствора от выбуренной породы: вибросито-пескоотделитель-илоотделитель.

Для снижения степени воздействия фильтрата бурового раствора на призабойную зону пласта необходимо плотность бурового раствора поддерживать в пределах, установленных с ЕТП, т.е. не более чем на 5-10% превышать коэффициент аномальности текущих пластовых давлений. Реологические параметры буровых растворов должны быть минимально-допустимыми: условная вязкость (УВ) - $35 \div 45$ сек; водоотдача (Φ_{30}) – < 5 см³/30 мин; статическое напряжение сдвига через 1 мин (CHC_1) - $8 \div 10$ мг/см², статическое напряжение сдвига через 10 мин (CHC_1) – $12 \div 15$ мг/см²; толщина фильтрационной корки (К) – $0,5 \div 1$ мм; водородный показатель (рН) – $9,0 \div 9,5$.

Наиболее радикальным способом сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов в процессе вторичного вскрытия является перфорация при депрессии на пласт с помощью перфораторов, спускаемых в скважину на насосно-компрессорных трубах и имеющих взрывное устройство, приводимое в действие давлением жидкости. В качестве таких рекомендуются перфораторы типа ЗПКО-102.

Применяемые ранее при вторичном вскрытии продуктивного пласта кумулятивные перфораторы с небольшой пробивной способностью (ПКС-80, ПКС-105, ПКО-73) и при репрессии приводили к получению слабых притоков. В результате такого вскрытия перфорационные отверстия и призабойная зона забивались фильтратом и твердой фазой бурового раствора. Для очистки призабойной зоны пласта требовалось значительные усилия и время, т.к. после снижения уровня жидкости компрессором из скважины получали слабый приток нефти.

Технические характеристики перфоратора ЗПКО-102, обладающего максимальной пробивной способностью, позволяют: эффективно вскрывать пласты с разными пластовыми давлениями; за один спуск провести избирательное вскрытие продуктивного горизонта с требуемой плотностью перфорации, если он представлен чередованием пород – коллекторов и неколлекторов; создать в момент перфорации и сразу после нее необходимые перепады давления, направленные из пласта в скважину и способствующие очищению каналов перфорации. В этом случае не происходит загрязнения пласта через перфорационный фильтр, а загрязнение, произошедшее во время бурения, в значительной степени устраняется вследствие резкого начала движения жидкости в каналы перфорации в момент образования фильтра. Если требуется полная плотность, следует применять перфораторы зарубежного производства, спускаемые на насосно-компрессорных трубах, пробивная способность которых выше, а плотность перфорации может быть доведена до 40 отв/м. После отстрела перфоратора скважина не засоряется осколками от него, в нем можно применять

мощные кумулятивные заряды и снижать при этом разрушающее воздействие взрыва на колонну и цементный камень. Применение перфоратора позволяет совместить операции по спуску насосно-компрессорных труб и перфорацию скважины, а также исключает время, затрачиваемое на освоение скважины, что дает значительный экономический эффект. Кроме того, данная технология процесса освоения скважины не предусматривает использование передвижного компрессора высокого давления, применение которого может привести к образованию в стволе скважины взрывоопасной газовоздушной смеси.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, необходимо вводить поверхностно-активные вещества (ПАВ).

В процессе освоения производятся гидродинамические исследования:

- а) запись КВД;
- б) отбор глубинных проб;
- в) замер пластовой температуры и давления.

Программа проведения изоляционных работ в скважинах с осложненными условиями осуществляется согласно действующему законодательству Республики Казахстан.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

По результатам расчетов технологических показателей составлено обоснование проекта плана добычи нефти по месторождению и по объектам для 1 рекомендуемого варианта (табл. 8.1-8.5), где приведены прогнозные уровни добычи нефти и жидкости, закачки рабочего агента, динамика фонда скважин и средних дебитов по месторождению Кокарна Восточная на 28 лет по рекомендуемому варианту.

Расчеты произведены с 2025 г. по 2052 г.

Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти объема буровых работ в целом по месторождению. Вариант 1

№ п/ п	Показатели	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
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	28	29	30
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	21,3	21,1	21,0	20,1	20,0	19,6	18,8	18,6	18,9	20,9	20,8	20,0	20,2	20,3	19,5	19,7	20,7	19,8	18,8	17,9	17,1	16,3	15,5	14,7	13,8	13,0	12,0	10,8
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	21,3	21,1	21,0	20,1	20,0	19,6	18,8	18,6	18,9	20,9	20,8	20,0	20,2	20,3	19,5	19,7	20,7	19,8	18,8	17,9	17,1	16,3	15,5	14,7	13,8	13,0	12,0	10,8
3	механизированным способом, тыс.т.	21,3	21,1	21,0	20,1	20,0	19,6	18,8	18,6	18,9	20,9	20,8	20,0	20,2	20,3	19,5	19,7	20,7	19,8	18,8	17,9	17,1	16,3	15,5	14,7	13,8	13,0	12,0	10,8
4	переводом с других объектов	2	2	1	0	2	1	0	1	1	2	1	0	1	1	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5
6	В т.ч. добывающие скв.	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5
7	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	21,8	21,3	21,1	21,0	20,1	20,0	19,6	18,8	18,6	18,9	20,9	20,8	20,0	20,2	20,3	19,5	19,7	20,7	19,8	18,8	17,9	17,1	16,3	15,5	14,7	13,8	13,0	12,0
8	Добыча газа всего, млн. м³	0,506	0,492	0,483	0,457	0,453	0,440	0,421	0,411	0,415	0,453	0,450	0,432	0,434	0,435	0,417	0,421	0,441	0,421	0,401	0,383	0,365	0,348	0,332	0,314	0,294	0,276	0,255	0,230
9	Добыча газа с начала разработки, млн. м³	29,182	29,674	30,157	30,614	31,067	31,507	31,928	32,339	32,754	33,207	33,657	34,090	34,523	34,958	35,374	35,795	36,236	36,657	37,059	37,441	37,806	38,155	38,487	38,801	39,095	39,371	39,625	39,855
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин дан-ного года, тыс.т	21,8	21,3	21,1	21,0	20,1	20,0	19,6	18,8	18,6	18,9	20,9	20,8	20,0	20,2	20,3	19,5	19,7	20,7	19,8	18,8	17,9	17,1	16,3	15,5	14,7	13,8	13,0	12,0
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин дан-ного года, тыс.т.	21,3	21,1	21,0	20,1	20,0	19,6	18,8	18,6	18,9	20,9	20,8	20,0	20,2	20,3	19,5	19,7	20,7	19,8	18,8	17,9	17,1	16,3	15,5	14,7	13,8	13,0	12,0	10,8
12	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	-0,5	-0,2	-0,1	-1,0	0,0	-0,4	-0,8	-0,2	0,3	2,0	-0,1	-0,8	0,2	0,2	-0,9	0,2	1,0	-0,9	-0,9	-0,9	-0,8	-0,8	-0,8	-0,9	-0,9	-0,8	-1,0	-1,1
13	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
14	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
15	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
16	Фонд механизированных скважин, шт.	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
17	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
18	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
19	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	68,6	68,4	68,4	65,1	65,5	64,2	62,7	62,8	64,3	64,1	61,2	59,7	62,0	64,1	63,0	60,3	60,3	58,5	57,3	56,1	55,0	53,9	52,9	51,9	50,3	48,7	47,3	45,9
20	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,7	96,7	96,8	96,4	96,2	96,3	96,4	96,5	96,6	96,4	96,2	96,3	96,4	96,5	96,6	96,7	96,8	96,9	97,0	97,1	97,2	97,4
21	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,3	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2	2,1	2,0	2,1	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2	2,1	2,2	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2
22	Добыча жидкости всего, тыс.т.	623,4	620,8	620,9	591,4	594,4	583,1	569,1	570,2	583,8	581,9	555,6	542,3	562,6	582,0	572,5	547,6	547,6	531,7	520,5	509,8	499,5	489,8	480,4	471,4	456,6	442,6	429,2	416,5
23	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	623,4	620,8	620,9	591,4	594,4	583,1	569,1	570,2	583,8	581,9	555,6	542,3	562,6	582,0	572,5	547,6	547,6	531,7	520,5	509,8	499,5	489,8	480,4	471,4	456,6	442,6	429,2	416,5
24	мех. способом, тыс.т.	623,4	620,8	620,9	591,4	594,4	583,1	569,1	570,2	583,8	581,9	555,6	542,3	562,6	582,0	572,5	547,6	547,6	531,7	520,5	509,8	499,5	489,8	480,4	471,4	456,6	442,6	429,2	416,5
25	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	11320,9	11941,7	12562,6	13154,0	13748,5	14331,6	14900,7	15470,9	16054,7	16636,6	17192,2	17734,5	18297,1	18879,1	19451,6	19999,2	20546,7	21078,4	21598,9	22108,6	22608,2	23097,9	23578,3	24049,7	24506,3	24948,9	25378,1	25794,6
26	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	1987,4	2008,5	2029,5	2049,6	2069,6	2089,2	2108,0	2126,6	2145,5	2166,4	2187,2	2207,2	2227,4	2247,7	2267,2	2286,9	2307,6	2327,4	2346,2	2364,1	2381,2	2397,5	2413,0	2427,7	2441,5	2454,5	2466,5	2477,3
27	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,302	0,305	0,309	0,312	0,315	0,318	0,321	0,323	0,326	0,329	0,333	0,336	0,339	0,342	0,345	0,348	0,351	0,354	0,357	0,359	0,362	0,365	0,367	0,369	0,371	0,373	0,375	0,377
28	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	80,2	81,1	81,9	82,7	83,6	84,3	85,1	85,9	86,6	87,5	88,3	89,1	89,9	90,7	91,5	92,3	93,2	94,0	94,7	95,4	96,1	96,8	97,4	98,0	98,6	99,1	99,6	100,0
29	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4
30	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых за-пасов, %	4,2	4,3	4,5	4,5	4,7	4,8	4,8	5,0	5,4	6,3	6,7	6,9	7,5	8,1	8,5	9,4	10,9	11,7	12,6	13,7	15,1	17,0	19,5	23,0	28,0	36,5	53,2	100,0
31	Закачка рабочего агента, тыс. м³ (млн. м³)/год	519,0	517,0	517,2	492,6	495,2	485,8	474,4	475,6	487,0	483,6	461,0	450,3	467,6	484,2	476,8	455,1	454,2	441,3	432,5	424,0	415,9	408,2	400,7	393,7	381,7	370,3	359,7	349,7
32	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м³ (млн.м³)	7498,1	8015,0	8532,2	9024,8	9519,9	10005,7	10480,1	10955,7	11442,6	11926,3	12387,2	12837,5	13305,1	13789,3	14266,1	14721,2	15175,3	15616,6	16049,1	16473,1	16889,0	17297,2	17697,9	18091,6	18473,4	18843,7	19203,4	19553,1
33	Компенсация отбора: текущая с начала разработки, %	95,6	95,6	95,6	95,6	95,7	95,7	95,8	95,8	95,8	95,4	95,2	95,3	95,4	95,5	95,6	95,4	95,1	95,2	95,4	95,5	95,6	95,7	95,8	96,0	96,1	96,2	96,4	96,6

Таблица 8.2 – Обоснование проекта плана добычи нефти объема буровых работ по I объекту. Вариант 1

№ п/п	Показатели	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
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	28	29	30
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	5,2	5,0	4,8	4,5	6,1	6,7	6,9	6,6	7,2	7,7	7,4	7,2	7,0	6,8	6,6	6,4	7,1	6,9	6,7	6,5	6,3	6,1	5,9	5,7	5,6	5,4	5,0	4,4
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	5,2	5,0	4,8	4,5	6,1	6,7	6,9	6,6	7,2	7,7	7,4	7,2	7,0	6,8	6,6	6,4	7,1	6,9	6,7	6,5	6,3	6,1	5,9	5,7	5,6	5,4	5,0	4,4
3	механизированным способом, тыс.т.	5,2	5,0	4,8	4,5	6,1	6,7	6,9	6,6	7,2	7,7	7,4	7,2	7,0	6,8	6,6	6,4	7,1	6,9	6,7	6,5	6,3	6,1	5,9	5,7	5,6	5,4	5,0	4,4
4	переводом с других объектов	0	1	0	0	2	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1
6	В т.ч. добывающие скв.	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1
7	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	5,5	5,2	5,0	4,8	4,5	6,1	6,7	6,9	6,6	7,2	7,7	7,4	7,2	7,0	6,8	6,6	6,4	7,1	6,9	6,7	6,5	6,3	6,1	5,9	5,7	5,6	5,4	5,0
8	Добыча газа всего, млн. м³	0,105	0,100	0,096	0,092	0,124	0,136	0,140	0,134	0,146	0,155	0,150	0,145	0,141	0,137	0,133	0,129	0,143	0,139	0,135	0,131	0,127	0,123	0,119	0,116	0,112	0,109	0,101	0,089
9	Добыча газа с начала разработки, млн. м³	4,842	4,943	5,039	5,130	5,254	5,390	5,530	5,664	5,810	5,965	6,115	6,260	6,401	6,538	6,671	6,800	6,943	7,081	7,216	7,347	7,473	7,596	7,715	7,831	7,943	8,051	8,152	8,241
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	5,5	5,2	5,0	4,8	4,5	6,1	6,7	6,9	6,6	7,2	7,7	7,4	7,2	7,0	6,8	6,6	6,4	7,1	6,9	6,7	6,5	6,3	6,1	5,9	5,7	5,6	5,4	5,0
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	5,2	5,0	4,8	4,5	6,1	6,7	6,9	6,6	7,2	7,7	7,4	7,2	7,0	6,8	6,6	6,4	7,1	6,9	6,7	6,5	6,3	6,1	5,9	5,7	5,6	5,4	5,0	4,4
12	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	1,6	0,6	0,2	-0,3	0,6	0,4	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	0,7	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,4	-0,6
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-5,0	-4,5	-4,5	-4,5	34,9	10,1	3,0	-4,5	9,0	6,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	11,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-7,0	-12,0
14	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	9	9	8	8	10	11	11	11	12	11	11	11	11	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
15	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	9	9	8	8	10	11	11	11	12	11	11	11	11	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
16	Фонд механизированных скважин, шт.	9	9	8	8	10	11	11	11	12	11	11	11	11	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
17	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
18	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
19	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	35,0	34,9	34,7	34,5	43,1	42,9	42,7	42,5	44,6	49,1	48,8	48,6	48,4	48,1	47,9	47,6	52,4	52,1	51,9	51,6	51,4	51,1	50,8	50,6	50,3	50,1	49,8	49,6
20	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	34,0	33,8	35,6	33,5	38,0	39,9	41,4	41,2	41,6	49,6	47,4	47,1	46,9	48,8	46,4	46,2	50,8	50,6	50,3	50,1	49,8	49,6	49,3	49,1	48,8	48,6	48,3	48,1
21	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	95,1	95,3	95,2	95,1	95,4	95,6	95,6	95,8	95,8	95,9	95,9	96,0	96,1	96,0	95,9	96,0	96,0	96,1	96,2	96,3	96,4	96,5	96,5	96,6	96,7	96,8	97,0	97,4
22	Средняя обводненность продукции фонда переходящих скважин, %	95,1	95,3	95,2	95,1	95,4	95,6	95,6	95,8	95,8	95,9	95,9	96,0	96,1	96,0	95,9	96,0	96,0	96,1	96,2	96,3	96,4	96,5	96,5	96,6	96,7	96,8	97,0	97,4
23	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,7	1,6	1,7	1,7	2,0	1,9	1,9	1,8	1,9	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	2,0	1,9	2,1	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,6	1,5	1,3
24	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	1,7	1,6	1,8	1,7	1,8	1,8	1,9	1,8	1,8	2,1	2,0	1,9	1,9	2,0	2,0	1,9	2,1	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,6	1,5	1,3
25	Добыча жидкости всего, тыс.т.	106,1	105,5	98,7	92,9	131,8	152,2	158,0	157,2	173,2	189,1	180,7	179,8	178,9	169,2	161,0	160,2	176,2	175,3	174,5	173,6	172,7	171,9	171,0	170,1	169,3	168,4	167,6	166,8
26	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	106,1	105,5	98,7	92,9	131,8	152,2	158,0	157,2	173,2	189,1	180,7	179,8	178,9	169,2	161,0	160,2	176,2	175,3	174,5	173,6	172,7	171,9	171,0	170,1	169,3	168,4	167,6	166,8
27	мех. способом, тыс.т.	106,1	105,5	98,7	92,9	131,8	152,2	158,0	157,2	173,2	189,1	180,7	179,8	178,9	169,2	161,0	160,2	176,2	175,3	174,5	173,6	172,7	171,9	171,0	170,1	169,3	168,4	167,6	166,8
28	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	2405,1	2510,7	2609,3	2702,2	2834,0	2986,2	3144,2	3301,5	3474,7	3663,9	3844,5	4024,3	4203,2	4372,4	4533,4	4693,6	4869,8	5045,2	5219,6	5393,2	5565,9	5737,8	5908,8	6078,9	6248,2	6416,7	6584,3	6751,0
29	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	456,8	461,8	466,5	471,1	477,2	484,0	490,9	497,5	504,8	512,4	519,9	527,1	534,1	540,8	547,4	553,8	560,9	567,8	574,4	580,9	587,2	593,3	599,2	604,9	610,4	615,8	620,8	625,2
30	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,298	0,301	0,304	0,307	0,311	0,315	0,320	0,324	0,329	0,334	0,339	0,343	0,348	0,352	0,357	0,361	0,365	0,370	0,374	0,378	0,383	0,386	0,390	0,394	0,398	0,401	0,404	0,407
31	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	73,1	73,9	74,6	75,4	76,4	77,4	78,5	79,6	80,8	82,0	83,2	84,3	85,4	86,5	87,6	88,6	89,7	90,8	91,9	92,9	93,9	94,9	95,9	96,8	97,7	98,5	99,3	100,0
32	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,8	0,8	0,8	0,7	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,0	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,7
33	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	3,0	3,0	2,9	2,9	4,0	4,6	4,9	4,9	5,7	6,4	6,6	6,9	7,1	7,5	7,8	8,2	10,0	10,7	11,6	12,8	14,2	16,1	18,6	22,2	27,6	37,0	54,6	100,0
34	Закачка рабочего агента, тыс. м³ (млн. м³)/год	178,6	176,1	162,6	156,0	182,6	194,0	192,3	218,5	243,0	255,1	240,6	232,8	257,5	279,8	272,2	258,5	256,5	243,5	234,6	226,1	217,9	210,2	203,0	195,8	192,2	188,5	185,3	182,5
35	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м³ (млн. м³)	3412,6	3588,7	3751,3	3907,2	4089,8	4283,8	4476,1	4694,6	4937,6	5192,7	5433,3	5666,1	5923,6	6203,4	6475,7	6734,2	6990,6	7234,2	7468,8	7694,8	7912,8	8122,9	8325,9	8521,7	8713,9	8902,4	9087,7	9270,3
36	Компенсация отбора: текущая с начала разработки, %	188,9	187,5	185,0	188,5	155,7	143,5	137,0	156,7	158,2	152,2	150,2	146,2	162,6	186,7	190,8	182,2	164,3	156,9	152,0	147,3	142,8	138,5	134,5	130,5	128,8	127,0	125,7	124,7

Таблица 8.3 – Обоснование проекта плана добычи нефти объема буровых работ по II объекту. Вариант 1

№ п/ п	Показатели	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
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	28	29	30
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	13,7	12,3	11,2	10,2	9,4	8,6	7,9	7,3	6,7	6,2	5,7	5,5	5,2	5,0	4,8	4,6	4,4	4,3	4,1	3,9	3,8	3,6	3,5	3,2	2,8	2,5	2,3	2,0
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	13,7	12,3	11,2	10,2	9,4	8,6	7,9	7,3	6,7	6,2	5,7	5,5	5,2	5,0	4,8	4,6	4,4	4,3	4,1	3,9	3,8	3,6	3,5	3,2	2,8	2,5	2,3	2,0
3	механизированным способом, тыс.т.	13,7	12,3	11,2	10,2	9,4	8,6	7,9	7,3	6,7	6,2	5,7	5,5	5,2	5,0	4,8	4,6	4,4	4,3	4,1	3,9	3,8	3,6	3,5	3,2	2,8	2,5	2,3	2,0
4	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7
5	В т.ч. добывающие скв.	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7
6	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	14,8	13,7	12,3	11,2	10,2	9,4	8,6	7,9	7,3	6,7	6,2	5,7	5,5	5,2	5,0	4,8	4,6	4,4	4,3	4,1	3,9	3,8	3,6	3,5	3,2	2,8	2,5	2,3
7	Добыча газа всего, млн. м³	0,353	0,318	0,289	0,263	0,242	0,223	0,205	0,189	0,174	0,160	0,147	0,141	0,135	0,130	0,125	0,120	0,115	0,110	0,106	0,102	0,098	0,094	0,090	0,083	0,074	0,066	0,058	0,052
8	Добыча газа с начала разработки, млн. м³	23,27 1	23,58 9	23,87 9	24,14 2	24,38 4	24,60 7	24,81 2	25,001	25,175	25,334	25,481	25,622	25,758	25,888	26,013	26,133	26,248	26,358	26,464	26,566	26,663	26,757	26,847	26,930	27,004	27,069	27,128	27,180
9	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин дан-ного года, тыс.т	14,8	13,7	12,3	11,2	10,2	9,4	8,6	7,9	7,3	6,7	6,2	5,7	5,5	5,2	5,0	4,8	4,6	4,4	4,3	4,1	3,9	3,8	3,6	3,5	3,2	2,8	2,5	2,3
10	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин дан-ного года, тыс.т.	13,7	12,3	11,2	10,2	9,4	8,6	7,9	7,3	6,7	6,2	5,7	5,5	5,2	5,0	4,8	4,6	4,4	4,3	4,1	3,9	3,8	3,6	3,5	3,2	2,8	2,5	2,3	2,0
11	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	-1,2	-1,4	-1,1	-1,0	-0,8	-0,7	-0,7	-0,6	-0,6	-0,5	-0,5	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,3	-0,4	-0,3	-0,3	-0,2
12	Процент изменения добычи нефти из переходящих сква-жин, %	-8	-10	-9	-9	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-8	-11	-11	-11	-11
13	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	14	13	13	13	11	10	10	9	8	7	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
14	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	14	13	13	13	11	10	10	9	8	7	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
15	Фонд механизированных скважин, шт.	14	13	13	13	11	10	10	9	8	7	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
16	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
17	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
18	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	88,1	88,1	83,7	75,3	75,3	79,1	79,1	75,2	78,9	82,9	91,1	95,7	100,5	105,5	104,5	99,2	98,7	97,7	96,8	95,8	94,8	93,9	93,0	92,0	87,4	83,1	78,9	75,0
19	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	91,1	88,5	81,2	73,1	79,2	80,2	76,7	76,6	80,9	85,6	95,1	92,8	106,4	102,3	101,3	96,3	95,8	94,8	93,9	92,9	92,0	91,1	90,2	89,3	84,8	80,6	76,5	72,7
20	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	97,0	97,0	97,0	97,0	97,1	97,2	97,2	97,2	97,3	97,2	97,3	97,4	97,5	97,6	97,6	97,7	97,8	97,9	98,1	98,2	98,3	98,4
21	Средняя обводненность продукции фонда переходящих скважин, %	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	97,0	97,0	97,0	97,0	97,1	97,2	97,2	97,2	97,3	97,2	97,3	97,4	97,5	97,6	97,6	97,7	97,8	97,9	98,1	98,2	98,3	98,4
22	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,7	2,7	2,6	2,3	2,3	2,4	2,4	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,9	3,0	2,9	2,8	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,2	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2
23	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	2,9	2,8	2,6	2,3	2,5	2,6	2,4	2,4	2,5	2,6	2,8	2,7	3,1	3,0	2,9	2,8	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,2	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2
24	Добыча жидкости всего, тыс.т.	442,0	398,9	366,0	329,4	301,9	278,3	266,1	239,1	224,5	207,8	198,0	193,1	184,5	177,4	175,7	166,9	166,0	164,4	162,7	161,1	159,5	157,9	156,3	154,8	147,0	139,7	132,7	126,1
25	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	442,0	398,9	366,0	329,4	301,9	278,3	266,1	239,1	224,5	207,8	198,0	193,1	184,5	177,4	175,7	166,9	166,0	164,4	162,7	161,1	159,5	157,9	156,3	154,8	147,0	139,7	132,7	126,1
26	мех. способом, тыс.т.	442,0	398,9	366,0	329,4	301,9	278,3	266,1	239,1	224,5	207,8	198,0	193,1	184,5	177,4	175,7	166,9	166,0	164,4	162,7	161,1	159,5	157,9	156,3	154,8	147,0	139,7	132,7	126,1
27	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	7886,7	8285,6	8651,7	8981,1	9283,0	9561,3	9827,4	10066,4	10290,9	10498,8	10696,7	10889,8	11074,3	11251,7	11427,4	11594,3	11760,3	11924,7	12087,5	12248,6	12408,1	12566,0	12722,3	12877,1	13024,1	13163,8	13296,5	13422,6
28	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	1419,0	1431,3	1442,5	1452,6	1462,0	1470,6	1478,5	1485,8	1492,5	1498,7	1504,4	1509,8	1515,1	1520,1	1524,9	1529,6	1534,0	1538,3	1542,4	1546,3	1550,1	1553,7	1557,2	1560,4	1563,2	1565,8	1568,0	1570,0
29	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,354	0,357	0,360	0,363	0,365	0,367	0,369	0,371	0,373	0,374	0,376	0,377	0,378	0,380	0,381	0,382	0,383	0,384	0,385	0,386	0,387	0,388	0,389	0,390	0,390	0,391	0,392	0,392
30	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	90,4	91,2	91,9	92,5	93,1	93,7	94,2	94,6	95,1	95,5	95,8	96,2	96,5	96,8	97,1	97,4	97,7	98,0	98,2	98,5	98,7	99,0	99,2	99,4	99,6	99,7	99,9	100,0
31	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
32	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых за-пасов, %	8,3	8,1	8,1	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,3	8,7	9,1	9,7	10,3	11,0	11,9	12,9	14,2	15,9	18,2	21,3	24,9	29,6	37,4	53,1	101,0
33	Закачка рабочего агента, тыс. м3 (млн. м3)/год	340,4	340,9	354,6	336,6	312,6	291,8	282,1	257,0	244,0	228,6	220,4	217,5	210,1	204,4	204,5	196,6	197,7	197,8	197,9	198,0	198,0	198,0	197,8	197,9	189,5	181,9	174,3	167,2
34	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м³ (млн. м³)	4085,5	4426,3	4780,9	5117,5	5430,1	5721,9	6004,0	6261,1	6505,0	6733,6	6954,0	7171,4	7381,5	7585,9	7790,4	7987,0	8184,7	8382,4	8580,3	8778,3	8976,3	9174,3	9372,0	9569,9	9759,4	9941,3	10115,6	10282,8
35	Компенсация отбора: текущая с начала разработки, %	87,5	97,1	110,1	116,1	117,6	119,1	120,5	122,2	123,5	125,0	126,7	128,1	129,6	131,1	132,6	134,1	135,6	137,1	138,6	140,2	141,7	143,2	144,5	146,2	147,6	149,2	150,6	152,2

Таблица 8.4 – Обоснование проекта плана добычи нефти объема буровых работ по III объекту. Вариант 1

№ п/п	Показатели	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
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	28	29	30
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	2,5	3,8	5,1	5,3	4,5	4,2	3,9	4,6	5,0	4,6	4,3	4,0	4,8	5,5	5,2	4,8	4,4	4,1	3,7	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,9	1,7
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	2,5	3,8	5,1	5,3	4,5	4,2	3,9	4,6	5,0	4,6	4,3	4,0	4,8	5,5	5,2	4,8	4,4	4,1	3,7	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,9	1,7
3	механизированным способом, тыс.т.	2,5	3,8	5,1	5,3	4,5	4,2	3,9	4,6	5,0	4,6	4,3	4,0	4,8	5,5	5,2	4,8	4,4	4,1	3,7	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,9	1,7
4	переводом с других объектов	2	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
6	В т.ч. добывающие скв.	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
7	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	1,5	2,5	3,8	5,1	5,3	4,5	4,2	3,9	4,6	5,0	4,6	4,3	4,0	4,8	5,5	5,2	4,8	4,4	4,1	3,7	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,9
8	Добыча газа всего, млн. м³	0,047	0,074	0,098	0,102	0,087	0,081	0,075	0,089	0,095	0,087	0,082	0,077	0,092	0,105	0,099	0,093	0,085	0,078	0,071	0,066	0,060	0,055	0,051	0,046	0,042	0,039	0,036	0,033
9	Добыча газа с начала разработки, млн. м³	0,762	0,836	0,933	1,036	1,123	1,204	1,279	1,368	1,463	1,551	1,633	1,710	1,802	1,906	2,005	2,098	2,183	2,261	2,332	2,398	2,458	2,513	2,563	2,610	2,652	2,691	2,727	2,760
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин дан-ного года, тыс.т	1,5	2,5	3,8	5,1	5,3	4,5	4,2	3,9	4,6	5,0	4,6	4,3	4,0	4,8	5,5	5,2	4,8	4,4	4,1	3,7	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,9
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	2,5	3,8	5,1	5,3	4,5	4,2	3,9	4,6	5,0	4,6	4,3	4,0	4,8	5,5	5,2	4,8	4,4	4,1	3,7	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,9	1,7
12	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	1,0	1,4	1,3	0,3	-0,8	-0,3	-0,3	0,7	0,3	-0,4	-0,3	-0,3	0,7	0,7	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	66	55	33	5	-15	-7	-7	18	7	-8	-6	-6	18	15	-6	-6	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8
14	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	4	5,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	8,0	9,0	9,0	8,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
15	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	4	5	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	8	9	9	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
16	Фонд механизированных скважин, шт.	4	5	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	8	9	9	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
17	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	72,6	76,2	83,8	83,8	79,6	75,6	71,9	79,0	79,0	75,1	71,3	67,8	74,5	78,3	74,4	73,6	77,3	76,5	72,7	69,1	65,6	62,3	59,2	56,2	53,4	50,8	48,2	45,8
18	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	54,3	67,1	75,1	81,3	77,2	73,4	69,7	71,7	76,7	72,8	69,2	65,7	68,2	72,1	72,1	75,5	79,9	74,2	70,5	67,0	63,6	60,5	57,4	54,6	51,8	49,2	46,8	44,4
19	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0	21,0	22,0	23,0	24,0	25,0	26,0	27,0
20	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	96,7	96,7	96,7	96,8	97,2	97,2	97,3	97,3	97,3	97,4	97,4	97,5	97,5	97,6	97,7	97,7	97,7	97,7	97,8	97,9	98,0	98,0	98,1	98,2	98,2	98,3	98,4	98,4
21	Средняя обводненность продукции фонда переходя-щих скважин, %	96,7	96,7	96,7	96,8	97,2	97,2	97,3	97,3	97,3	97,4	97,4	97,5	97,5	97,6	97,7	97,7	97,7	97,7	97,8	97,9	98,0	98,0	98,1	98,2	98,2	98,3	98,4	98,4
22	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,4	2,5	2,7	2,7	2,3	2,1	1,9	2,1	2,1	1,9	1,8	1,7	1,9	1,9	1,7	1,7	1,8	1,7	1,6	1,5	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,7
23	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	1,8	2,3	2,5	2,7	2,3	2,1	1,9	2,0	2,1	1,9	1,8	1,7	1,8	1,8	1,7	1,8	1,9	1,7	1,6	1,5	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,7
24	Добыча жидкости всего, тыс.т.	75,3	116,4	156,2	169,1	160,7	152,6	145,0	173,9	186,1	176,8	167,9	159,5	189,1	224,9	225,1	209,4	193,9	180,2	171,2	162,6	154,5	146,7	139,4	132,4	125,8	119,5	113,5	107,9
25	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	75,3	116,4	156,2	169,1	160,7	152,6	145,0	173,9	186,1	176,8	167,9	159,5	189,1	224,9	225,1	209,4	193,9	180,2	171,2	162,6	154,5	146,7	139,4	132,4	125,8	119,5	113,5	107,9
26	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	мех. способом, тыс.т.	75,3	116,4	156,2	169,1	160,7	152,6	145,0	173,9	186,1	176,8	167,9	159,5	189,1	224,9	225,1	209,4	193,9	180,2	171,2	162,6	154,5	146,7	139,4	132,4	125,8	119,5	113,5	107,9
28	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	887,6	1004,0	1160,2	1329,4	1490,0	1642,7	1787,7	1961,6	2147,7	2324,5	2492,4	2652,0	2841,1	3066,0	3291,0	3500,4	3694,3	3874,5	4045,6	4208,2	4362,7	4509,4	4648,8	4781,2	4907,1	5026,6	5140,1	5248,0
29	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	83,7	87,6	92,7	98,0	102,6	106,8	110,7	115,4	120,3	124,9	129,2	133,2	138,0	143,5	148,7	153,5	157,9	162,0	165,7	169,2	172,3	175,2	177,8	180,2	182,5	184,5	186,4	188,1
30	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,124	0,130	0,137	0,145	0,152	0,158	0,164	0,171	0,178	0,185	0,191	0,197	0,204	0,212	0,220	0,227	0,234	0,240	0,245	0,250	0,255	0,259	0,263	0,267	0,270	0,273	0,276	0,278
31	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	44,5	46,6	49,3	52,1	54,6	56,8	58,9	61,4	64,0	66,4	68,7	70,9	73,4	76,3	79,1	81,6	84,0	86,2	88,2	90,0	91,7	93,2	94,6	95,9	97,1	98,1	99,1	100,0
32	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,3	2,0	2,7	2,8	2,4	2,2	2,1	2,5	2,6	2,4	2,3	2,1	2,5	2,9	2,7	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9
33	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	2,3	3,7	5,1	5,6	5,1	4,9	4,8	6,0	6,8	6,8	6,8	6,9	8,7	11,0	11,6	12,3	12,9	13,5	14,4	15,4	16,7	18,3	20,6	23,8	28,6	36,8	53,4	105,1

Таблица 8.5 – Обоснование проекта плана добычи нефти объема буровых работ по IV объекту. Вариант 1

№ п/п	Показатели	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	2,5	3,4	3,3	3,2	3,0	2,9	3,8	4,7	4,5	4,3	4,1	3,9	3,7	3,5	3,3	3,2	3,0	2,9	2,7
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	2,5	3,4	3,3	3,2	3,0	2,9	3,8	4,7	4,5	4,3	4,1	3,9	3,7	3,5	3,3	3,2	3,0	2,9	2,7
3	механизированным способом, тыс.т.	2,5	3,4	3,3	3,2	3,0	2,9	3,8	4,7	4,5	4,3	4,1	3,9	3,7	3,5	3,3	3,2	3,0	2,9	2,7
4	переводом с других объектов	2	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
6	В т.ч. добывающие скв.	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
7	Добыча газа всего, млн. м³	0,052	0,071	0,068	0,066	0,063	0,060	0,080	0,098	0,094	0,089	0,085	0,081	0,077	0,073	0,069	0,066	0,062	0,059	0,056
8	Добыча газа с начала разработки, млн. м³	0,358	0,429	0,497	0,562	0,625	0,686	0,765	0,863	0,957	1,046	1,131	1,212	1,289	1,361	1,431	1,496	1,559	1,618	1,674
9	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	2,5	3,4	3,3	3,2	3,0	2,9	3,8	4,7	4,5	4,3	4,1	3,9	3,7	3,5	3,3	3,2	3,0	2,9	2,7
10	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	2,5	3,4	3,3	3,2	3,0	2,9	3,8	4,7	4,5	4,3	4,1	3,9	3,7	3,5	3,3	3,2	3,0	2,9	2,7
11	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	3	3	3	3	3	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
12	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	2	3	3	3	3	3	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
13	Фонд механизированных скважин, шт.	2	3	3	3	3	3	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
14	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	12,1	8,9	9,8	10,1	10,4	10,7	8,2	6,8	7,0	7,2	7,4	7,6	7,9	8,1	8,4	8,6	8,9	9,1	9,4
15	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	11,7	8,6	9,5	9,8	10,1	10,4	8,0	6,6	6,8	7,0	7,2	7,4	7,6	7,9	8,1	8,3	8,6	8,9	9,1
16	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	43,6	54,8	66,6	68,8	70,9	72,9	60,9	54,5	61,4	64,4	67,2	69,7	72,1	74,2	76,2	78,1	79,8	81,4	82,8
18	Средняя обводненность продукции фонда переходящих скважин, %	69,4	61,7	66,6	68,8	70,9	72,9	65,4	58,6	61,4	64,4	67,2	69,7	72,1	74,2	76,2	78,1	79,8	81,4	82,8
19	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	6,8	4,0	3,3	3,1	3,0	2,9	3,2	3,1	2,7	2,6	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6
20	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	3,7	3,4	3,3	3,1	3,0	2,9	2,9	2,8	2,7	2,6	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6
21	Добыча жидкости всего, тыс.т.	8,1	9,0	9,9	10,2	10,5	10,8	11,1	11,4	11,8	12,1	12,5	12,9	13,2	13,6	14,1	14,5	14,9	15,4	15,8
22	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	8,1	9,0	9,9	10,2	10,5	10,8	11,1	11,4	11,8	12,1	12,5	12,9	13,2	13,6	14,1	14,5	14,9	15,4	15,8
23	мех. способом, тыс.т.	8,1	9,0	9,9	10,2	10,5	10,8	11,1	11,4	11,8	12,1	12,5	12,9	13,2	13,6	14,1	14,5	14,9	15,4	15,8
24	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	149,5	158,5	168,3	178,5	189,0	199,7	210,8	222,2	234,0	246,1	258,6	271,5	284,7	298,4	312,4	326,9	341,8	357,2	373,0
25	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	30,4	33,8	37,1	40,3	43,3	46,2	50,0	54,8	59,3	63,6	67,7	71,6	75,3	78,9	82,2	85,4	88,4	91,2	94,0
26	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
27	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	32,3	35,9	39,5	42,8	46,1	49,2	53,2	58,3	63,1	67,7	72,1	76,2	80,1	83,9	87,4	90,8	94,0	97,1	100,0
28	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,7	3,7	3,5	3,4	3,2	3,1	4,1	5,0	4,8	4,6	4,4	4,1	3,9	3,7	3,6	3,4	3,2	3,0	2,9
29	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	3,8	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	8,0	10,8	11,6	12,4	13,5	14,8	16,5	18,8	22,1	26,9	34,9	51,0	98,7

9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Контроль за разработкой проводится на любой стадии эксплуатации месторождения в целях оценки эффективности принятой системы разработки.

Получение информации о процессах разработки месторождения осуществляется различными методами: промыслово-геофизическими, гидродинамическими и физико-химическими, комплексное использование которых позволяет получать информацию, необходимую для управления процессами разработки. В соответствии с «Едиными правилами по разработке нефтяных и газовых месторождений в Республике Казахстан» объемы и периодичность промысловых исследований на разных стадиях разработки устанавливаются индивидуально по каждому эксплуатационному объекту.

9.1 Геофизические исследования по контролю за разработкой

Контроль процессов разработки методами ГИС осуществляется в течение всего срока разработки месторождений. Бурение новых скважин за рассматриваемый период не велось, поэтому исследования в открытом стволе не проводились.

Основными задачами геофизических исследований в обсаженных скважинах в период разработки нефтяных залежей месторождения Кокарна Восточная являются:

- контроль технического состояния скважин и скважинного оборудования;
- изучение профиля притока и состава пластового флюида, поступающего в скважину, выделение работающих толщин;
- определение текущей нефтенасыщенности пластов-коллекторов;
- изучение профиля приемистости, выделение интервалов ухода и поглощения закачиваемой жидкости (воды).

За анализируемый период были проведены пять исследований методами ГИС-к в 4 скважинах. Исследования выполнены сервисной компанией ТОО «УзеньГеоСервис» стандартными серийными комплексными скважинными приборами КСА-Т12, СОВА-С9-38Т, АИНК-43, АК-3959.

Таблица - 9.1.1 Перечень ГИСк за 2023-2024гг

№ п/п	№ скв.	дата ГИС-к	АКЦ	Профиль притока	Профиль приемистости	ИННК	Приборы
1	2	23.06.2023			+		КСА-Т12
2	42	06.12.2024		+		+	СОВА-С9-38Т, АИНК-43
3	45	23.05.2023				+	АИНК-43
4	45	01.06.2023		+		+	КСА-Т12, АИНК-43
5	63	18-26.05.2024	+		+	+	АК-3959, КСА-Т12, АИНК-44

Контроль технического состояния скважин и скважинного оборудования необходимо проводить в течение всего периода их эксплуатации как после спуска и обсадки ствола скважин колонной – первоначальные, так и периодические в процессе эксплуатации.

Поскольку бурение новых скважин на месторождении не велось, начальные ГИС-к технического состояния за анализируемый период не проводились.

Периодические исследования геофизическими методами проводятся по мере необходимости в трех «направлениях»: оценка текущего качества цементажа методом акустической цементометрии (АКЦ); оценка изменений скважинных параметров для определения интервалов притока или ухода жидкости или газа комплексом методов – гамма-каротажа (ГК), магнитная локация муфт (ЛМ), термометрия (ТМ), барометрия (БМ), влагометрия (ВЛ), механическая расходометрия (РМ), термоанемометрия (ТА), резистивиметрия (РИ).

Временной замер АКЦ выполнен 18 мая 2024г. в скважине 63. Контакт цемента с колонной в интервале продуктивной толщи относительно начального улучшился (рис.9.1.1). Сведений о проведенных мероприятиях по изоляции заколонного пространства к отчету не предоставлено.

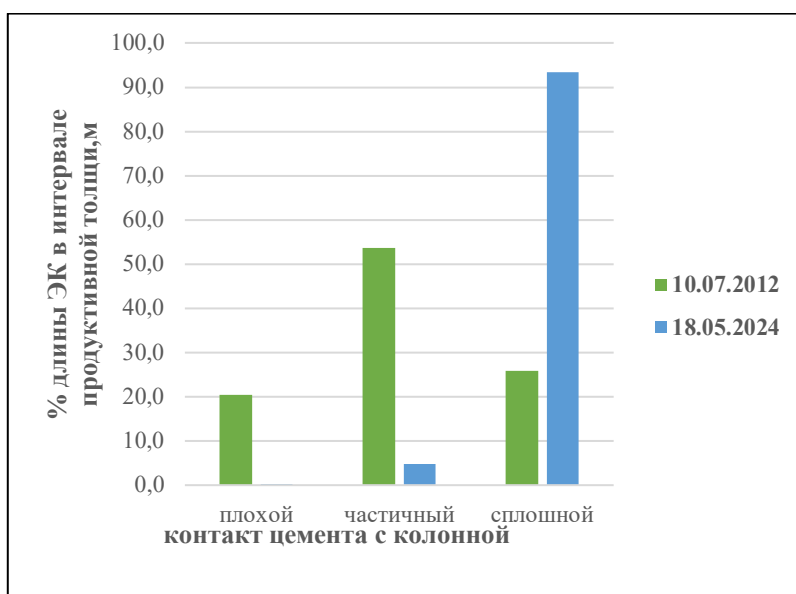


Рисунок 9.1.1 Контакт цемента с колонной скв.63 в интервале продуктивной толщи

По комплексу ГИС-к оценка герметичности эксплуатационной колонны выполнена в четырех скважинах (2, 42, 45, 63) 4 исследования; параллельно с определением работающих толщин при закачке (профиль приемистости) проведено два замера в скважинах 2 и 63; в режиме отбора (профиль притока) – 2 замера в 2х скважинах (42, 45). Нарушения целостности эксплуатационной колонны отмечены в скважинах: 2 и 42. Признаки заколонных перетоков отмечаются в скважинах 2 и 63.

Выработка пластов

Исследования по оценке эксплуатационных и динамических характеристик пластов в действующих скважинах проводятся стандартным комплексом методов (ГК, ЛМ, ТМ, БМ, РМ, ТА, ВЛ, РИ) и включают определение работающих толщин, охвата их выработкой, в добывающих скважинах – состава поступающего флюида.

Определение профиля и состава притока проведено в скважинах 42 и 45. Приток жидкости отмечается против перфорированных толщин, а в скважине 42 – через нарушение ЭК. По составу приток характеризуется как вода.

Кохв работой перфорированных толщин по скважинам изменяется от 0,43 д.ед. в скв.42 скважине до 0,67 д.ед. в скв.45.

Определение профиля приемистости выполнено в скважинах 2 и 63. Уход закачиваемой жидкости в перфорированные интервалы отмечается в скважине 63, поглощается закачиваемая жидкость перфорированными пластами. В скважине 2 уход закачиваемой жидкости отмечается в интервалах негерметичности ЭК 1313,5-1319,0 м, 1438,7-1446,2 м.

Кохв работой перфорированных толщин в скв.63 составил 0,81 д.ед.

Текущее насыщение пластов определялось с помощью импульсного радиоактивного каротажа (ИННК/ИНГК) в скважинах 42, 45, 63. По показаниям ИННК коллекторы, приуроченные к интервалам перфорации, обводнены со слабым присутствием УВ до 25% - количественные результаты определений текущего насыщения могут быть использованы только для ориентировочного пользования из-за влияния жидкости ствола скважины. Коэффициент насыщения неперфорированных пластов варьирует в диапазоне 0,14-0,4 д.ед. (скв.63).

9.2 Контроль физико-химических свойств нефти, газа и воды

Свойства пластовых флюидов находятся в прямой зависимости от термобарических условий и могут изменяться в значительной степени в процессе разработки месторождения вследствие постоянно меняющихся условий в пластах. Так как свойства добываемых флюидов определяют выбор системы разработки, добычи и подготовки продукции скважин, 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.

Для контроля разработки эксплуатационных объектов в обязательный комплекс систематических исследований 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;

Отбор и исследование глубинных проб нефти

В целях уточнения свойств пластовой нефти рекомендуется в случае бурения новых скважин отбирать глубинные пробы по вновь пробуренным скважинам, а также, по возможности, осуществлять отбор из ранее пробуренных скважин.

Отбор глубинных проб должен производиться глубинными пробоотборниками в непосредственной близости от зоны притока нефти. Из каждой скважины должно быть отобрано не менее 3-х проб. При отборе должны быть получены необходимые данные об условиях отбора и о нефтяном пласте (забойное давление и температура). Для достижения высокого качества глубинных проб нефти рекомендуется выбирать безводные скважины. Если глубинные пробы отобрать не представляется возможным, то допускается исследование рекомбинированных проб.

При отборе забойные давления по скважинам должны превышать давление насыщения нефти газом. Исследования глубинных проб должны проводиться согласно ОСТу 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти».

Отбор и исследование поверхностных проб нефти и попутно-добываемой воды

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.

Для контроля за течением процесса заводнения и вытеснения нефти закачиваемым агентом в пласте, а также для контроля за процессами солеотложений и коррозии, рекомендуется проводить отбор проб попутно-добываемой воды для определения ее состава и свойств. Пробы воды должны отбираться по эксплуатационным скважинам раз в квартал при достаточной обводненности для определения ионно-солевого состава и физических свойств.

Контроль состава нефтяного газа

Контроль состава нефтяного газа должен проводиться по глубинным пробам после однократного и ступенчатого разгазирования для определения изменений в составе газа и

расчета текущего газового фактора. При отсутствии отбора глубинных проб необходимо вести контроль за составом газа по устьевым пробам и пробам газа с ГЗУ.

Контроль газовых факторов

Согласно «Единым правилам разработки нефтяных и газовых месторождений РК» газовый фактор должен замеряться по всем добывающим скважинам 1 раз в год. Способы определения величин газового фактора регламентируются «Инструкцией по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр» (РД 39-0147035-225-88).

Контроль за обводненностью

Контроль за обводненностью продукции скважин на месторождении должен производиться путем отбора устьевых проб 1 раз в 7 дней. Кроме того, при росте обводненности необходимо проводить дополнительные замеры с более частой периодичностью.

Рекомендуемый комплекс физико-химических исследований, необходимый для осуществления контроля за разработкой в соответствии с нормативными документами и с учетом специфики месторождения представлен в таблице 9.2.2

Таблица 9.2.2 – Комплекс исследований по контролю за разработкой

Виды исследований	Категории и виды скважин	Периодичность
1	2	3
Геофизические исследования		
Выделение работающих толщин, состава поступающего в скважину флюида, заколонных перетоков (ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ВЛ, РИ, ТА и/или РМ)	В добывающих скважинах	При изменении технологических показателей работы скважины
Выделение работающих толщин, заколонных перетоков (ГК, ЛМ, ТМ, БМ, РМ)	В нагнетательных скважинах	При изменении технологических показателей работы скважины
Техническое состояние экспл. колонны - АКЦ, ТМ, ГК, ЛМ, ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ВЛ, РИ, ТА и/или РМ, ЭМДС	В действующих скважинах	В процессе эксплуатации по мере необходимости (временной за- мер) В процессе эксплуатации по мере необходимости
Оценка текущей нефтенасыщенности коллекторов, контроль за перемещением ВНК (ИННК/ИНГК)	При переводе на другой объект разработки	По мере необходимости
Физико-химические исследования		
Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа	По новым скважинам	-
	По эксплуатационным скважинам (с учетом гидродинамики и обводненности)	Разовые исследования

Продолжение таблицы 9.2.2

1	2	3
Отбор устьевых проб нефти	По эксплуатационным скважинах с учетом дебитов и обводненности	1 раз в полугодие
Отбор устьевых проб попутно-добываемой воды для химического анализа	По добывающим скважинам при достаточной обводненности продукции	1 раз в квартал
Определение состава нефтяного газа	По добывающим скважинам и с ГЗУ	1 раз в квартал
Определение газового фактора	Во всех добывающих скважинах	1 раз в год
Определение обводненности	Во всех добывающих скважинах	1 раз в 7 дней
Гидродинамические исследования		
Исследования методом установившихся отборов (МУО).	По новым скважинам	Разовое исследование
	в добывающих скважинах	1 раз в 2 года
Исследования методом восстановления уровня (КВУ).	По новым скважинам	Разовое исследование
	в добывающих скважинах	1 раз в 2 года
Определение забойного и пластового давления и температуры	По новым скважинам	Разовое исследование
	по действующим скважинам	1 раз в квартал.

9.3 Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования

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 проводить исследования динамического уровня.

Для контроля за работой 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.

9.4 Комплекс гидродинамических исследований

Контроль разработки месторождения Кокарна Восточная 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 Кокарна Восточная контроль разработки предлагается вести по следующим основным направлениям:

- гидродинамические исследования пластов и скважин;
- контроль энергетического состояния залежи и температурный режим;
- контроль продукции добывающих скважин.

Виды и периодичность исследований для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования месторождения Кокарна Восточная определяются согласно [1] Единым правилам разработки нефтяных и газовых месторождений РК.

Комплекс исследований предусматривает проведение систематических (периодических) и единичных (разовых) замеров, и приведен в таблице 9.2.

Гидродинамические исследования пластов и скважин

Гидродинамические исследования включают в себя:

- Исследования методом установившихся отборов.
- Исследования методом восстановления уровня.

Метод установившихся отборов (МУО)

Метод основан на изучении установившейся фильтрации газожидкостной смеси путем замеров дебитов скважин и соответствующих им забойных давлений, выполненных при нескольких, но не менее трех разных режимах работы скважины. Перед замером на каждом режиме должна быть достигнута его стабилизация, которое зависит от фильтрационной характеристики пласта. В процессе исследования скважины на режимах необходимо проводить замеры:

- 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 должны проводиться как разовые по всем новым скважинам, а также по действующим до и после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), связанных с изменением состояния призабойной зоны.

Исследования скважин методом восстановления уровня

Метод кривой восстановления уровней (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.

10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В главе представлены основные мероприятия по снижению возможного влияния на компоненты окружающей среды (ОС) при реализации «Дополнения Проекта разработки месторождения Кокарна Восточная».

Целью проведения оценки возможных воздействий при разработке месторождения Кокарна Восточная» является изучение современного состояния природной среды, определение характера, степени и масштаба воздействия работ на экологически чувствительную зону района проектируемых работ.

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.

Технологические мероприятия предусматривают применение новейшего технологического оборудования, прогрессивных технологий производства, в том числе:

- использование пневматической системы управления технологическим процессом с индикацией основных технологических параметров на центральный пункт управления установкой; В случае аварийного отключения, данная система управления позволяет перейти к безопасному и организованному отключению установки;
- 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 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Поверхностные источники водоснабжения отсутствуют.

Источниками водоснабжения являются привозная вода:

- Для питьевых нужд используется привозная бутилированная вода питьевого качества, поставляемая на договорной основе;
- Для хозяйственно-бытовых и производственных нужд используется привозная техническая вода, поставляемая на договорной основе автоцистернами.

Качество питьевой воды должно соответствовать ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая».

Схема хозяйственного и производственного водоснабжения предусматривает доставку воды автоцистернами. Вода для хозяйственных целей закачивается в специализированные ёмкости. Хранение воды на буровой для производственных нужд предполагается в ёмкостях заводского изготовления. На территории месторождения постоянные водоёмы и водотоки отсутствуют. Намечаемая деятельность не входит в водоохранную зону Каспийского моря.

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 перекрытия обсадными колоннами с цементированием заколонного пространства от земной поверхности – до устья;
- применение качественного цемента с химическими добавками, улучшающими качество цементации;
- транспортировка и хранение химических реагентов в закрытой таре;
- циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе: скважина-блок очистки (по металлическим желобам) – металлические ёмкости – насосы – манифольд – скважина;
- предусмотрен безамбарный метод бурения, при котором буровой шлам, отработанный буровой раствор и буровые сточные воды собираются в соответствующие металлические ёмкости, с последующим вывозом.
- хранение ГСМ в специальных закрытых ёмкостях, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС;
- полная герметизация колонной головки, крестовины и всех фланцевых соединений скважины;
- обвалование технологических площадок, исключающих 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 ёмкостях.
- реабилитации территории.

10.3 Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира

В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова в процессе строительства скважины необходимо выполнение следующих мероприятий:

- движение наземных видов транспорта планируется осуществлять только по специально отведенным дорогам;
- захоронение промышленных и хозяйственно-бытовых отходов производится только на специально оборудованных полигонах;
- сокращение объемов земляных работ по срезке и выравниванию рельефа;
- сохранение растительности.

Мероприятия по сохранению почвенного покрова:

- исключение эрозионных, склоновых и других негативных процессов изменения природного ландшафта;
- поэтапное проведение технической рекультивации при разработке месторождения.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды твердыми отходами, в соответствии с нормативными требованиями в Республике Казахстан, необходимо запланировать следующие мероприятия:

- инвентаризация, сбор промышленных отходов с их сортировкой по токсичности в специальных емкостях и вывоз на специально оборудованные полигоны;
- повторное использование отходов в определенных проектом случаях;
- контроль выполнения запланированных мероприятий.

В целях снижения негативного влияния производственной деятельности на ландшафты, необходимо:

- производственные объекты месторождения запроектировать на ограниченных в плане участках;
- предусмотреть меры по сохранению естественного растительного покрова и почв на осваиваемых территориях;
- контроль за состоянием и сохранением поверхностных условий ландшафта на всех этапах производственной деятельности.

По охране растительного и животного мира предусмотреть следующие мероприятия:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- маркировка и ограждение опасных участков;

- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;

- принятие административных мер для пресечения браконьерства;
- организация и проведение мониторинговых работ;
- запрет неорганизованных проездов по территории месторождения.

Рекультивация

Реализация проектных решений по каждому из вариантов предусматривает строительство скважины, следовательно - нарушение почвенно-растительного покрова.

В соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан «Природопользователи при разработке полезных ископаемых, проведении геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

По окончании строительства скважины производится рекультивация отведенных земель. Рекультивация включает в себя следующие виды работ:

- очистку территории от мусора и остатков материалов;
- сбор, резку и вывоз металлолома;
- очистку почвы от замазученного грунта и вывоз его для складирования;
- планировку площадки.

10.4 Мероприятия по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах строительства скважины.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам, недопущение деградации и истощения почв при реализации проектных решений:

- конструкции скважины 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, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кон-

дуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементации;

- при нефтегазопрооявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий.

При проведении любых видов работ должны соблюдаться «Правила охраны поверхностных вод Республики Казахстан», РНД 1.01.03-94 и следующие технические и организационные мероприятия, предупреждающие возможное негативное воздействие на подземные воды и временные поверхностные водотоки:

- При работе спецтехники не допускать проливов нефтепродуктов в водные объекты;

- Запрещается заправка топливом, мойка и ремонт автомобилей и других машин и механизмов вблизи водоохраной зоны;

- Не допускать загрязнения нефтепродуктами почв при проведении заправок технологического транспорта;

- Контроль за водопотреблением и водоотведением;

- Не допускать загрязнения воды и береговой полосы водоема используемыми материалами для строительных работ (асфальтобетонные смеси, инертные материалы - песок, щебень, гравий и т.д.);

- Своевременная ликвидация проливов (аварийная ситуация) ГСМ при работе транспорта;

- Организация системы сбора, хранения и своевременный вывоз производственных и бытовых отходов, образованные твердо-бытовые отходы (ТБО) и строительный мусор будут вывезены на специализированные предприятия для дальнейшего размещения или утилизации;

- Проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан и т.д.

Реализация мероприятий будет способствовать минимальному воздействию на окружающую среду.

11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В результате «Пересчета запасов нефти и растворенного газа ...» (протокол ГКЗ РК №2551-23-У от 11.05.2023 г.) запасы нефти были оценены по промышленным категориям В, С₁ и по категории С₂ - требующие доразведки. По категории С₂ оценены запасы залежей I-J₂, IV-T и V-T, частично по залежам IIIA-J₂, II-T, III-T, которые приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – Геологические и извлекаемые запасы нефти в пределах контрактной территории, подсчитанные по состоянию на 01.07.2022 г.

Горизонт, залежь	Категория	Начальные геологические запасы, млн.м ³	Извлекаемые запасы газа, млн.м ³
I-J ₂	C ₂	105	33
II-J ₂	B	710	294
	C ₁	825	331
IIIA-J ₂	C ₁	101	29
	C ₂	221	47
IIIB-J ₂	B	237	64
	C ₁	439	124
I-T	C ₁	327	39
	C ₂	35	3
II-T	B	3522	1381
	C ₁	483	189
	C ₂	158	46
III-T	C ₁	361	94
	C ₂	72	13
IV-T	C ₂	92	27
V-T	C ₂	9	3
Итого	B	4469	1739
	C ₁	2536	806
	C ₂	692	172

С целью дальнейшего изучения залежей с запасами категории С₂ недропользователю при работе (ПР-2023) были предложены рекомендации по опробованию ряда скважин. Подробное описание этих скважин представлено ниже. Так как эти рекомендации не были реализованы, они по-прежнему остаются актуальными.

Залежь I-J₂ прерывистая, представлена четырьмя полулинзами в районе отдельных скважин. Для доразведки залежи I-J₂ рекомендуется провести опробование скважины 52 в интервале глубин 2259-2265 м. Рекомендованный интервал по ГИС имеет положительную характеристику, выделены три пласта (2258,7-2260,0, 2261,8-2263,2, 2263,8-2265,0 м) с суммарной эффективной нефтенасыщенной толщиной 3,3 м, коэффициент пористости 0,16 д.ед., коэффициент насыщенности 0,45-0,48 д.ед. Остальные скважины (10, 22, 46, 24, 2, 54) вскрыли маломощные пласты, суммарной толщиной менее 3 м, и вряд ли из этих пластов будет получен промышленный приток нефти.

Залежь IIIA-J₂ приурочена к двум сводам: первый - в районе скважин 34, 62, 23 и второй в районе скважины 44 с различными уровнями ВНК.

В зоне категории С2 не охвачены опробованием скважины 50, 24, 2, 34, из которых к опробованию возможно рекомендовать скважину 2. Скважина вскрыла ВНК на отметке - 2343,8 м, в связи с чем перфорировать предлагается лишь кровельная часть продуктивного пласта в интервале глубин 2316-2318 м (-2338,6-2340,6 м).

В скважинах 50 и 34 в разрезе IIIA-J2 горизонта отмечается очень плохое качество цемента. В скважине 24 выделено два маломощных пласта (2314,9-2315,5 м, 2321,5-2322,5 м) с суммарной эффективной нефтенасыщенной толщиной 1,6 м.

Залежь I-Т. В зоне категории С2 расположены три скважины 44, 50, 62, эффективные нефтенасыщенные толщины по которым не превышают 4-х метров.

Учитывая, что залежь водоплавающая, опробовать будет возможно лишь кровельную часть нефтенасыщенных пластов в перечисленных скважинах, что составит в лучшем случае 2,0 м (скважина 50). Таким образом, доразведка запасов категории С2 по данной залежи не представляется эффективной.

Залежь II-Т. Несмотря на то, что залежь является основным объектом разработки, часть запасов оценена по категории С2. Для доразведки предлагается скважина 9 в интервале глубин 2551-2564 м. По ГИС в рекомендуемом к опробованию интервале выделены два нефтенасыщенных пласта 2551,6-2553,0 м, 2564,8-2566,1 м, с суммарной нефтенасыщенной толщиной 2,3 м, коэффициентами пористости 0,17-0,23 д.ед. и насыщенности 0,43-0,70 д.ед.

Залежь III-Т представлена песчаными линзами с различными уровнями ВНК. В период геолого - разведочных работ залежь была опробована в четырех скважинах 2, 10, 11, 12, по результатам опробования этих скважин часть залежи оценена по категории С1.

Для разведки залежи, оцененной по непромышленной категории, предлагаются к опробованию скважины 61, 46 и 45 с соответствующими интервалами 2580-2588 м, 2603-2607 м и 2618-2623 м.

В скважине 61 по ГИС выделены интервалы 2579,8-2580,5 м, 2580,9-2581,6 м, 2582,0-2583,4 м, 2584,6-2585,0 м, 2586,6-2588,1 м, с суммарной эффективной нефтенасыщенной толщиной 4,7 м и коэффициентами пористости 0,15-0,19 д.ед. и насыщенности 0,57-0,66 д.ед.

В скважине 46 по ГИС установлен один нефтенасыщенный пласт в интервале 2603,3-2607,2 м, с нефтенасыщенной толщиной 3,6 м и коэффициентом пористости 0,15 д.ед. и насыщенности 0,48 д.ед.

В скважине 45 по ГИС продуктивны интервалы 2617,9-2618,8 м, 2619,5-2623,0 м, эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 4,0 м, коэффициент пористости 0,16-0,17 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,42-0,48 д.ед.

Залежь IV-Т представлена шестью песчаными линзами, из них две линзы, первая - в районе скважины 22 и вторая - в районе скважины 60 – водонасыщенные, остальные линзы продуктивные с различными уровнями ВНК.

К опробованию рекомендуются скважины 46, 36, 42, расположенные в сводовых частях трех различных линз.

В скважине 46 к опробованию рекомендуется интервал 2666-2671 м. По ГИС скважина нефтенасыщена в интервалах 2655,7-2656,8 м, 2666,0-2671,1 м, 2681,5-2682,6 м, 2685,2-2686,5 м, суммарная нефтенасыщенная толщина четырех выделенных пропластков составляет 7,9 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина рекомендуемого интервала равна 4,6 м, коэффициент пористости - 0,17 д.ед., коэффициент насыщенности – 0,57 д.ед.

В скважине 36 выделено шесть нефтенасыщенных пропластков 2623,2-2625,1 м, 2631,9-2632,8 м, 2633,3-2635,1 м, 2639,3-2640,5 м, 2647,1-2648,2 м, 2649,1-2649,8 м. Суммарная толщина установленных продуктивных пропластков составляет 7,6 м, коэффициенты пористости изменяются от 0,17 д.ед. до 0,23 д.ед., коэффициенты нефтенасыщенности – от 0,57 д.ед. до 0,70 д.ед. Учитывая маломощность выделенных коллекторов, к опробованию рекомендуются интервал 2623-2650 м.

В скважине 42 выделены два нефтенасыщенных коллектора в интервале относительных отметок 2640,8-2645,2 м, 2646,1-2647,5 м, с соответствующими эффективными толщинами 4,0 м, 1,4 м. Коллекторы не отличаются высокими значениями пористости (0,15-0,16 д.ед.) и насыщенности (0,42-0,44 д.ед.). К опробованию рекомендуется интервал 2641-2648.

Залежь V-Т оценена по данным ГИС скважины 24, в которой выделены пропластки в интервалах 2706,3-2708,0 м 2708,9-2713,2 м, нефтенасыщенная толщина не превышает 2 м. Рекомендовать опробование этих пластов нецелесообразно, так как вероятнее всего при опробовании будет получен непромышленный приток нефти.

При получении в рекомендованных к опробованию скважинах промышленных притоков нефти, необходимо выполнить отбор устьевых проб нефти из каждого объекта.

12 ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

В данном разделе представлены результаты проведённых работ по опробованию новых технологий и технических решений:

1. Трассерные и геохимические (фингерпринтинга нефти) исследования.
2. С целью интенсификации добычи нефти и увеличения КИН на месторождении Кокарна Восточная проводились работы с применением инновационных технологий химического, комплексного химико-механического и термобарического воздействия.

Результаты трассерных и геохимических (фингерпринтинга нефти) исследований

На месторождении Кокарна Восточная уделяют большое значение увеличению информативности промысловых данных о разработке объектов, детальному изучению геологического строения и фильтрационной неоднородности межскважинного пространства продуктивных коллекторов.

С этой целью в 2023 г. были выполнены исследования «Актуализация гидродинамических моделей, изучение ФЭС пород-коллекторов и флюидупоров методами трассерного и геохимического (фингерпринтинга нефти) исследований, внедрение цифровой модели месторождения». Исполнителем работ были специалисты ТОО «Reservoir Surveillance Services».

Объектом исследования являлись участки 2-х нагнетательных скважин 53 и 33 горизонта II-Т. Карта расположения добывающих и нагнетательных скважин месторождения Кокарна Восточная (II-Т) представлена на рисунке 12.1.

Скважина 53 – 04.08.2023 г. закачивался трассер флуоресцеина натрия (40 кг сухого порошка в пластовой воде объёмом 5 м³). В процессе проведения исследований установлена гидродинамическая связь с 11-ю добывающими скважинами (№№23, 63, 43, 12, 32, 42, 50, 52, 60, 59, 47), где по полученным пробам зафиксирован выход индикатора. В процессе исследований определено:

- установлена слабая степень влияния нагнетательной скважины на контрольно-добывающее окружение,
- основной вектор фильтрации трассера определен в северо-западном направлении к скважинам 60, 32, 63, 47, 23, и в юго-восточном направлении к скважине 43,
- юго-западная часть участка (50, 38, 42, 52) подвержена минимальному влиянию закачки,
- средняя скорость движения нагнетаемой воды = 140 м/сут,
- средняя проницаемость - 0,224 мкм²,
- прорыв закачки – в направлении скважин 60, 47, 43, 32,

- количество трассера, вышедшее на дневную поверхность - 170 г (0,4% относительно массы закачки (40 кг)). Суммарная производительность установленных фильтрационных каналов - $200 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{сут}$ при средней приемистости - $216 \text{ м}^3 / \text{сут}$.

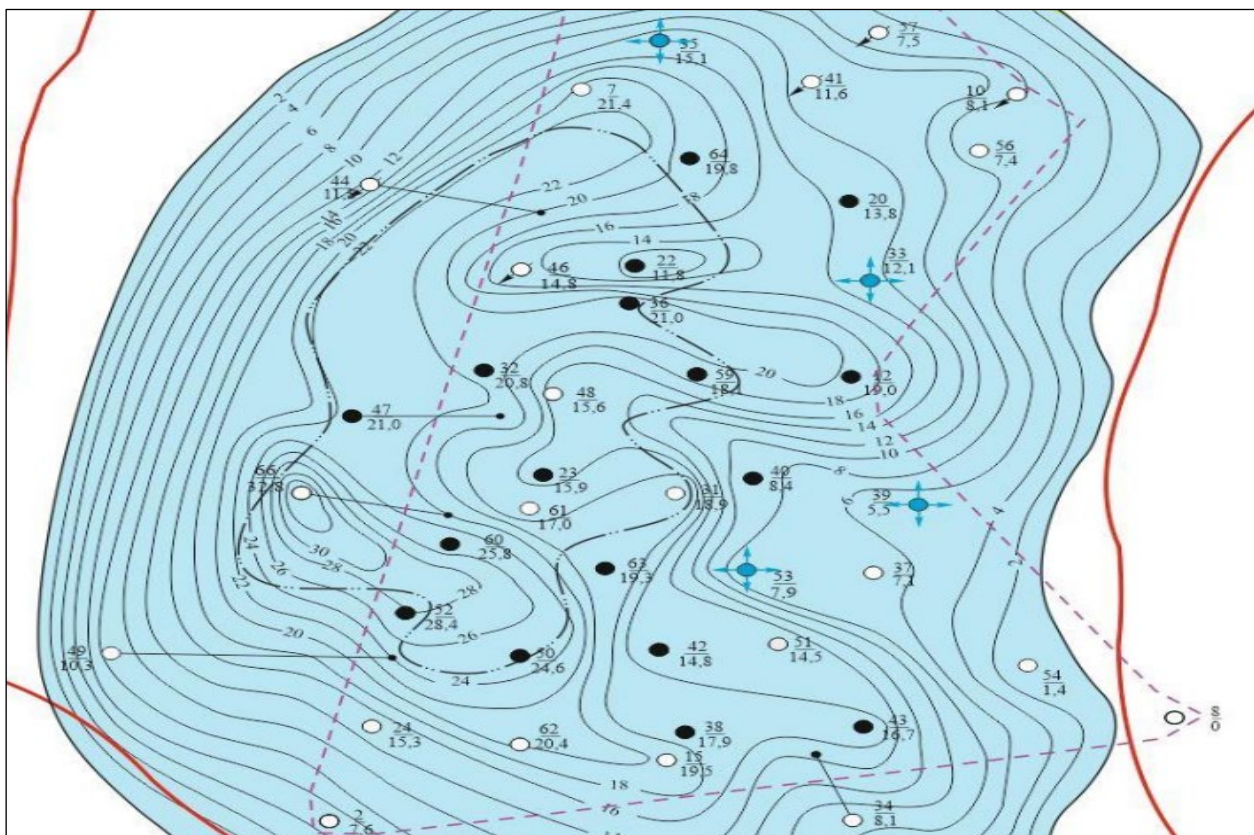


Рисунок 12.1 - Карта расположения добывающих и нагнетательных скважин месторождения Кокарна Восточная (II-Г)

Скважина 33 – 04.08.2023 г. закачивался трассер роданид аммония (700 кг сухого порошка в пластовой воде объёмом 5 м^3). В процессе проведения исследований установлена гидродинамическая связь с 11-ю добывающими скважинами (№№64, 20, 22, 36, 32, 59, 12, 47, 23, 60, 63), где по полученным пробам зафиксирован выход индикатора. В процессе исследований определено:

- установлена средняя степень влияния нагнетательной скважины на контрольно-добывающее окружение в районе скважины 33,
- средняя скорость движения нагнетаемой воды - 151 м/сут,
- средняя проницаемость - $0,4 \text{ мкм}^2$,
- направление основных каналов - к Юго-Западу от нагнетательной скважины 33,
- прорыв закачки – в направлении скважин 60, 47, 32, 23,
- количество трассера, вышедшее на дневную поверхность - 551 г (0,1% относительно массы закачки (700 кг)),

• суммарная производительность установленных фильтрационных каналов составила $23 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{сут.}$

По результатам геохимического анализа методом фингерпринтинга нефти по причине наличия различных свойств нефтей характерные разным эксплуатационным горизонтам в скважинах единого объекта разработки, можно заключить, что на данном месторождении преимущественной проблемой являются заколонные циркуляции, что также подтверждается по заключению трассерных исследований. Наличие плохого цемента в заколонном пространстве, согласно АКЦ, также свидетельствует о том, что на данном месторождении необходимо применение ремонтно-изоляционных и восстановительных работ на добывающих скважинах.

Работы с применением инновационных технологий химического, комплексного химико-механического и термобарического воздействия

В 2024 г. специалисты АО «Казахстанско-Британского технического университета» выполнили научно-исследовательскую работу (НИР) «Интенсификация притока и увеличение КИН путём воздействия на призабойную зону с применением инновационных технологий химического, комплексного химико-механического и термобарического воздействия».

Целью данной работы было увеличение нефтеотдачи пласта и испытание технологии термогазокислотного воздействия (ТГКВ) на ПЗП модулем термогазокислотного устройства (далее - ТГКУ).

Технология может быть использована в скважинах, у которых:

- ПЗП имеет ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства (далее – ФЕС) по сравнению с удаленной зоной продуктивного пласта;
- значительная часть в зоне перфорации продуктивного пласта не задействована в дренировании;
- скважины, у которых наблюдается снижение дебита после длительного простоя, проведения капитального или подземного ремонта;
- скважины, вышедшие из бурения и находящиеся на стадии освоения после перфорирования обсадной колонны. ТГКВ на ПЗП применяется в скважине с целью очистки и восстановления ФЕС пласта.

Разрыв пласта давлением генерируемых газов основан на том, что при сгорании термоисточника установленного в генераторе импульсов давления, спущенного в скважину,

создается высокое давление, под действием которого газожидкостная смесь с большой скоростью задавливается в пласт через имеющиеся в нем трещины и перфорационные каналы, расширяя их и образуя в горной породе сеть не смыкающихся глубоких трещин.

Генератор импульсов давления позволяет создать в скважине давление, равное полному горному давлению или превышающее его.

Кратковременность процесса горения термоисточника позволяет произвести разрыв пласта без герметизации зоны разрыва (пакера) используя инерции вышележащего столба жидкости.

Газы под высоким давлением и с большой скоростью вытекают из камеры генератора импульсов давления в скважину, в окружающей жидкости возникает скачок уплотнения, который перемещается в жидкости вверх и вниз со скоростью, приблизительно равной скорости звука в воде (~ 1500 м/с).

Испытания технологии проводились в период сентябрь-декабрь 2024 г. на скважинах 51, 40, 38, 61.

Скважина 51: выполнена термогазохимическая обработка в инт. 2277,5-2279 м, 2318-2320 м.

Скважина 40: 24.09-05.10.2024 г. выполнена термогазокислотная (ТГКУ) и термоимплозионная (ТТИ-ИМ) обработки в интервалах 2275-2278 м, 2283-2287 м. 25-28.12.2024 г. выполнена дополнительная перфорация в интервале 2275-2278,5 м, 2283,5-2284,5 м, 2286,5-2288,5 м.

Скважина 38: выполнено разбуривание цементной корки в интервале 2552-2595 м, перфорация в интервале 2556,5-2566 м, газокислотный разрыва пласта (ГКРП) в интервале 2556,5-2566 м.

Скважина 61: выполнена перфорация в интервале 2271,5-2275,5 м, 2283-2289 м, кислотная обработка в интервале 2271,5-2275,5 м, 2283-2289 м.

Результаты выполненных работ представлены в таблице 12.1.

В результате выполненных работ на 3-х скважинах наблюдается прирост дебита нефти в среднем на 1,4 т/сут и снижение обводнённости в среднем на 7,1% на одну успешную скважинно-операцию. По состоянию на 01.01.2025 г. эффект продолжается. Успешность составила 75%.

Таблица 12.1 - Результаты проведенных работ по интенсификации добычи нефти

№ скв./ Объект	Дата проведе- ния работы	Интервалы перфорации, гор-т		Параметры работы скважин						Прирост де- бита нефти, т/сут	Снижение об- воднён- ности, %	Продолжительность эф- фекта (по состоянию на 01.01.2025 г.), сут
		До проведения работ	После проведе- ния работ	До обработки			После обработки					
				Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	% воды	Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	%, воды			
51 I	06-24.09.2024	2275,5-2279,0 2318,0-2320,0 II-J ₂	2275,5-2279,0 2318,0-2320,0 II-J ₂	13,1	2,8	77,5	12,6	2,1	87,9	-	-	Прироста дебита нефти нет
40 I	24.09- 28.12.2024	2275,0-2276,0 2276,8-2278,4 2283,0-2285,0 2286,0-2288,0 II-J ₂	2275,0-2278,5 2283,5-2284,5 2286,5-2288,5 II-J ₂	8,0	1,5	82,4	8,9	2,6	71,0	1,1	11,4	3 сут Эффект продолжается
38 II	01-20.10.2024	2561,0-2564,0 II-T	2556,5-2566,0 II-T	54,9	0,6	98,9	58,6	1,5	97,0	0,9	1,9	61 Эффект продолжается
61 I	21.10- 06.11.2024	2273,7-2274,6 2283,1-2285,2 II-J ₂	2271,5-2275,5 2283,0-2289,0 II-J ₂	16,5	4,4	81,0	32,7	6,6	73,0	2,2	8,0	56 сут Эффект продолжается

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 Особой 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.

Расчет затрат на ликвидацию скважин был рассчитан на основании фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину, с учетом количества планируемых к выбытию скважин на конец разработки месторождения. Расчеты действующего проекта производились в соответствии с Нормативно-техническому документу (НТД) по методике расчета размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования по углеводородам, утвержденного 17.01.2025 г. Министерством Энергетики Республики Казахстан.

Стоимость ликвидации одной скважины составила 2 677 825,8 тенге.

Количество скважин, подлежащих ликвидации под конец разработки месторождения -46 единиц.

Таким образом затраты на ликвидацию скважин составят:

46 скважин *2 677 825,8 тенге= 123 179,99 тенге

В таблице 13.1 представлен расчет сметной стоимости работ по ликвидации одной скважины.

Таблица 13.1 - Расчет сметной стоимости ликвидации скважины

№ п/п	Наименование работ	Единица измерения	Показатель
1	2	3	4
<i>Расчет стоимости 1-го бригада-часа при ликвидации скважин</i>			
1.	Оплата труда бригады по ФЛС	тенге/час	9 295,00
2.	Соц. Налог +соц. Страх 9,9%	тенге/час	943
3.	Дизтопливо ЯМЗ-238 - силовой блок	тенге/час	692
4.	Моторные и смазывающие масла	тенге/час	137
5.	Стоимость суточных материалов и запасных частей к силовому оборудованию в процессе их эксплуатации	тенге/час	1 241,00
6.	Содержание силового оборудования, инструмента (включает затраты на транспорт, связанные с проведением текущего ремонта, тех. обслуживание, доставкой на базу БПО и т.д.)	тенге/час	1 665,00
7.	Амортизационный износ подъёмника, оборудования, НКТ, бур, труб, вагон-домиков и прочих ОС	тенге/час	1 813,00
8.	Сырьё и материалы	тенге/час	2 799,00
9.	Транспортировка материалов, оборудования и работа спецтехники	тенге/час	2 733,00
10.	Транспортировка вахт	тенге/час	218
11.	Дефектоскопия труб и оборудования	тенге/час	507
12.	Электроэнергия	тенге/час	226
13.	Расходы по охране окружающей среды	тенге/час	12
14.	Расходы по охране труда ТБ и ЧС	тенге/час	140
15.	Приобретение СИЗ и противопожарного инвентаря	тенге/час	131
16.	Услуги РГКП военизированного отряда АК-Берен	тенге/час	75
17.	Радио и спутниковая связь	тенге/час	32
18.	Водопотребление холодной воды	тенге/час	26
19.	Расходы на обязательное страхование	тенге/час	35
20.	Налог на имущество	тенге/час	127
21.	Плата за загрязнение окружающей среды	тенге/час	47
Итого прямые затраты		тенге/час	22 894,00
Плановые накопления - 8%		тенге/час	1 832,00
Всего стоимость 1-го бригада-часа		тенге/час	24 726,00

Продолжение таблицы 13.1

1	2	3	4
<i>Расчет стоимости продолжительности работ при ликвидации скважин</i>			
1.	Переезд подъемника и перетаскивание всего оборудования	час	7
2.	Установка и испытание якорей оттяжек	час	1,5
3.	Установка переносного фундамента под ног мачты	час	0,5
4.	Монтаж подъемника с ПЗР. Установка ГИВ.	час	2,1
5.	Монтаж рабочей площадки, приемного моста со стеллажом и электроосвещением	час	3,1
6.	Завоз "2,5 НКТ с укладкой их на стеллаж вручную	час	0,6
7.	Проведение проверки пусковой комиссией	час	1
8.	Подготовительные работы перед началом КРС	час	1,6
9.	ПЗР. Подъем подземного оборудования: штанги и трубы "2,5	час	3,9
10.	Прошаблонировка скважины печатью Ø135мм с промером длин труб	час	5,2
11.	Спуск пера на "2,5 НКТ для промывки песка в скважине	час	3,1
12.	Сборка промывочного оборудования	час	0,8
13.	Промывка скважины	час	5,5
14.	Нарращивание труб с промером	час	0,8
15.	Разборка промывочного оборудования	час	0,8
16.	Подъем пера после промывки. ПЗР.	час	3,8
17.	Спуск "2,5 НКТ до интервала	час	3,1
18.	Закачка цементного раствора	час	4,5
19.	До подъем НКТ с промывкой	час	2
20.	ОЗЦ	час	48
21.	Опрессовка эксплуатационной колонны	час	1,6
22.	Полный подъем НКТ	час	2,4
23.	Установить заглушку на устье с репером	час	3
24.	Демонтаж подъемника и оттягивание оборудования	час	2
25.	Откачка, вывоз технологической жидкости из емкостей	час	0,4
Всего продолжительность часов ликвидационных работ		час	108,3
Всего стоимость ликвидации скважины		тенге/скважина	2 677 825,80

Расчет затрат на ликвидацию объектов наземного обустройства

При расчете затрат ликвидации объектов наземного обустройства был составлен перечень и определена предполагаемая стоимость демонтажа наземных объектов.

Предполагаемая стоимость демонтажных работ была рассчитана в виде норматива в размере 10% от первоначальной стоимости строительства объектов обустройства с учетом модернизации.

Таким образом, стоимость демонтажа наземного обустройства промысла оценена в размере 618 503,25 тыс.тенге.

Расчет рекультивации земли, платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов

Согласно пп.3 п.2 ст.217 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Расчет объема рекультивируемых земель рассчитан исходя из следующих факторов:

- на рекультивацию скважин принята территория 3*10 м.
- средневзвешенная глубина рекультивируемых земель – 0,2 м.

Согласно нормативу на производство земельных работ принята величина 12 560 тенге на рекультивацию 1 м³ грунта. Стоимость рекультивации составила 75 360,00 тенге.

Таким образом затраты на рекультивацию земли скважин составят:

$$46 \text{ скважин} * 75 \text{ 360 тенге} = 3 \text{ 466,560 т.тенге}$$

В таблице 13.2 представлен расчет платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов.

Таблица 13.2 – Расчет платежей за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1	2	3	4
1.	Норматив платежа за выбросы в атмосферу при демонтажных работах	тенге/скважина	46 943,84
2.	Платежи за выбросы в атмосферу при демонтажных работах ликвидации скважин	тыс.тенге	2 159,42
3.	Норматив платежа за размещение отходов от 1 скважины	тенге/скважина	7 734,08
4.	Платежи за размещение отходов ликвидируемых скважин	тыс.тенге	355 77
Всего платежи за демонтажные работы и размещение отходов		тыс.тенге	2 515,19

Расчет размера удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

Согласно главе 13 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.

Количество скважин, подлежащих ликвидации для каждого варианта различны и поэтому отчисления в ликвидационный фонд рассчитывались для каждого варианта отдельно.

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 взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов»;

На сегодняшний день сумма на депозитном счете составляет 293 529,69 т.тенге. Отчисления в рамках предоставленного проекта, рассчитаны с учетом этой суммы. Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 13.3.

Таким образом, общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования по рекомендуемому 1 варианту составят 747 664,99 тыс. тенге. На сегодняшний день сумма на депозитном счете составляет 293 529,69 тыс.тенге. Отчисления в рамках предоставленного проекта, рассчитаны с учетом этой суммы. Таким образом планируемая сумма затрат в ликвидационный фонд составляет **454 135,30** тыс. тенге.

Удельный норматив отчислений рассчитывается по формуле согласно Главе 3, пункта 3.8. НТД:

$$H_{олпн} = C_{олпн} / O_y,$$

где, $H_{олпн}$ - удельный норматив отчислений;

$C_{олпн}$ - размер суммы обеспечения ликвидаций последствий недропользования;

O_y - накопленный за рентабельный период объем добычи углеводородов.

Таким образом, находим Удельный норматив: Остаточная стоимость ликвидационных отчислений разделить на Объем накопленной добычи, т.е. 454 135,30 тыс.тенге/ 511,27 тыс.тонн= 888,26.

Применяем Коэффициент инфляции. С учетом Коэффициента инфляции 2%, размер суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования составит **587 789,35** тенге. В таблице 13.3. приведены основные показатели, необходимые для расчета норматива отчислений в Ликвидационный фонд.

Таблица 13.3 - Основные показатели, необходимые для расчета ликвидационных отчислений в Ликвидационный фонд по вариантам

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	1 рекомендуемый вариант	2 вариант
1	2	3	4	5
1	Количество скважин	шт	46	51
2	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тыс.тенге	123 179,99	136 569,12
3	Стоимость демонтажных работ объектов наземного обустройства промысла	тыс.тенге	618 503,25	618 503,25
4	Стоимость рекультивации земли	тыс.тенге	3 466,56	3 843,36
5	Платежи за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов	тыс.тенге	2 515,19	2 515,19
7	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования	тыс.тенге	747 664,99	761 430,92
8	Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд по состоянию на момент расчета	тыс.тенге	293 529,69	293 529,69
9	Планируемая сумма отчислений в ликвидационный фонд	тыс.тенге	454 135,30	467 901,22
10	Суммарная добыча нефти рентабельного периода	тыс.тн	511,27	499,74
11	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд	тенге/тыс.тн	888,26	936,30
12	Размер суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования	тыс. тенге	587 789,35	588 098,09

Расчет сделан до 2052 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.»

В таблице 13.4 представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам рекомендуемого 1 варианта разработки. По 2 варианту в Приложении 19.

Таблица 13.4 – Проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам 1 рекомендуемого варианта разработки.

Год	Годовая добыча нефти, тыс.тонн	Удельный норматив отчислений на ликвидацию последствий	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге	Индекс инфляции при Коэффициенте инфляции-2%	Отчисления в ликвидационный фонда с учетом Коэффициента инфляции (тыс.тенге)
2025	21,34	888,26	18 956,37	1,00	18 956,37
2026	21,11	888,26	18 751,50	1,02	19 126,53
2027	21,03	888,26	18 684,09	1,04	19 438,93
2028	20,07	888,26	17 826,18	1,06	18 917,28
2029	20,04	888,26	17 797,27	1,08	19 264,34
2030	19,59	888,26	17 398,63	1,10	19 209,49
2031	18,80	888,26	16 703,22	1,13	18 810,54
2032	18,57	888,26	16 493,22	1,15	18 945,52
2033	18,91	888,26	16 792,96	1,17	19 675,62
2034	20,90	888,26	18 563,89	1,20	22 185,57
2035	20,84	888,26	18 512,94	1,22	22 567,17
2036	20,00	888,26	17 762,12	1,24	22 084,96
2037	20,17	888,26	17 919,31	1,27	22 726,02
2038	20,33	888,26	18 055,09	1,29	23 356,18
2039	19,47	888,26	17 295,78	1,32	22 821,42
2040	19,70	888,26	17 494,89	1,35	23 545,82
2041	20,70	888,26	18 385,17	1,37	25 238,90
2042	19,76	888,26	17 548,34	1,40	24 571,91
2043	18,81	888,26	16 711,57	1,43	23 868,23
2044	17,92	888,26	15 921,36	1,46	23 194,41
2045	17,08	888,26	15 174,73	1,49	22 548,86
2046	16,29	888,26	14 468,93	1,52	21 930,07
2047	15,54	888,26	13 801,37	1,55	21 336,64
2048	14,69	888,26	13 046,06	1,58	20 572,32
2049	13,80	888,26	12 253,92	1,61	19 709,66
2050	12,97	888,26	11 522,99	1,64	18 904,69
2051	12,00	888,26	10 656,36	1,67	17 832,54
2052	10,85	888,26	9 637,07	1,71	16 449,38
Итого 2025-2052	511,27		454 135,30		587 789,35

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.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 28 июня 2018 года № 17131);
2. Кодекс Республики Казахстан о Недрах и Недропользовании от 27.12.2017
3. «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года №329);
4. «Проект разработки месторождения Кокарна Восточная» по состоянию на 01.01.2019 г.;
5. «Анализ разработки месторождения Кокарна Восточная» по состоянию на 01.07.2021 г.;
6. «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кокарна Восточная» по состоянию на 01.07.2022 г.;
7. «Проект разработки месторождения Кокарна Восточная» по состоянию изученности на 01.01.2023 г.
8. Информационный отчет по развитию системы разработки и проведенным мероприятиям в рамках ОПИ месторождения Кокарна Восточная (Протокол ЦКРР РК № 60/6 от 27 февраля 2025 года).
9. Мазепа Б.А. «Парафинизация нефтесборных систем и промыслового оборудования». Москва, Недра, 1966 г.
10. СТ РК 1662-2007. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.
11. Экологический кодекс Республики Казахстан. Астана, 2021 г.

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 2

Годы	Бурения скважин			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		Фонд нагнетательных скважин	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость нагнетательных скважин, м³/сут
	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	18
2025	0	0	0	2	2	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,3	68,6	263,3
2026	0	0	0	2	2	0	51	122,5	0	0	0	27	27	6	2,3	68,4	262,3
2027	1	1	0	1	1	0	52	125,2	0	0	0	28	28	6	2,3	69,1	270,6
2028	2	2	0	0	0	0	54	130,6	0	0	0	30	30	6	2,2	66,3	274,0
2029	1	1	0	2	2	1	55	132,9	0	0	0	30	30	7	2,2	66,4	242,7
2030	1	1	0	1	1	1	56	135,2	0	0	0	30	30	8	2,2	66,7	213,6
2031	0	0	0	0	0	0	56	135,2	0	0	0	30	30	8	2,1	65,4	209,5
2032	0	0	0	1	1	0	56	135,2	0	0	0	30	30	8	2,1	65,2	208,9
2033	0	0	0	1	1	0	56	135,2	0	0	0	30	30	8	2,1	67,0	215,0
2034	0	0	0	2	2	0	56	135,2	0	0	0	30	30	8	2,3	67,4	215,7
2035	0	0	0	1	1	0	56	135,2	0	0	0	30	30	8	2,3	65,3	208,5
2036	0	0	0	0	0	0	56	135,2	0	0	0	30	30	8	2,2	64,2	205,4
2037	0	0	0	1	1	0	56	135,2	0	0	0	30	30	8	2,2	66,5	213,0
2038	0	0	0	1	1	0	56	135,2	0	0	0	30	30	8	2,2	68,7	220,1
2039	0	0	0	0	0	0	56	135,2	0	0	0	30	30	8	2,1	67,6	216,7
2040	0	0	0	1	1	0	56	135,2	0	0	0	30	30	8	2,1	64,7	207,2
2041	0	0	0	2	2	0	56	135,2	0	0	0	30	30	8	2,2	65,0	207,9
2042	0	0	0	0	0	0	56	135,2	0	0	0	30	30	8	2,1	63,4	202,8
2043	0	0	0	0	0	0	56	135,2	0	0	0	30	30	8	2,0	62,2	199,1
2044	0	0	0	0	0	0	56	135,2	0	0	0	30	30	8	1,9	61,0	195,6
2045	0	0	0	0	0	0	56	135,2	0	0	0	30	30	8	1,8	59,9	192,3
2046	0	0	0	0	0	0	56	135,2	0	0	0	30	30	8	1,7	58,9	189,1
2047	0	0	0	0	0	0	56	135,2	0	0	0	30	30	8	1,7	57,9	186,0
2048	0	0	0	0	0	0	56	135,2	0	0	0	30	30	8	1,6	54,9	176,5

Приложение 2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Вариант 2.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коеф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов		Компен-сация отбор. за-кач-кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м3	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. ме-ханиз. способом	Всего	В т.ч. ме-ханиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м3	Накоп-ленная закачка воды, тыс.м3		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2025	21,3	0,9	4,2	1987,4	80,2	0,302	623,4	623,4	11320,9	10883,7	96,6	519,0	7498,1	95,6	0,506	29,182
2026	21,1	0,9	4,3	2008,5	81,1	0,305	620,8	620,8	11941,7	11504,5	96,6	517,0	8015,0	95,6	0,492	29,674
2027	21,5	0,9	4,6	2030,0	82,0	0,309	640,2	640,2	12581,9	12144,7	96,6	533,4	8548,5	95,7	0,494	30,168
2028	21,8	0,9	4,9	2051,8	82,8	0,312	648,3	648,3	13230,2	12793,0	96,6	540,1	9088,6	95,7	0,502	30,670
2029	22,2	0,9	5,2	2073,9	83,7	0,315	669,5	669,5	13899,7	13462,6	96,7	558,1	9646,6	95,7	0,505	31,175
2030	22,1	0,9	5,5	2096,0	84,6	0,319	673,3	673,3	14573,0	14135,9	96,7	561,4	10208,0	95,8	0,499	31,674
2031	21,2	0,9	5,6	2117,3	85,5	0,322	659,8	659,8	15232,8	14795,6	96,8	550,5	10758,5	95,9	0,477	32,151
2032	20,8	0,8	5,8	2138,1	86,3	0,325	657,7	657,7	15890,5	15453,4	96,8	549,0	11307,5	95,9	0,464	32,615
2033	21,0	0,8	6,2	2159,1	87,2	0,328	676,3	676,3	16566,9	16129,7	96,9	564,9	11872,4	96,0	0,464	33,080
2034	23,0	0,9	7,2	2182,1	88,1	0,332	680,5	680,5	17247,3	16810,2	96,6	566,8	12439,2	95,7	0,502	33,581
2035	22,8	0,9	7,7	2205,0	89,0	0,335	658,6	658,6	17905,9	17468,7	96,5	548,0	12987,2	95,5	0,496	34,077
2036	21,9	0,9	8,1	2226,9	89,9	0,339	648,2	648,2	18554,1	18116,9	96,6	539,9	13527,1	95,7	0,476	34,553
2037	22,0	0,9	8,8	2248,9	90,8	0,342	671,4	671,4	19225,5	18788,3	96,7	559,8	14086,9	95,8	0,476	35,029
2038	22,1	0,9	9,7	2271,0	91,7	0,345	693,0	693,0	19918,5	19481,3	96,8	578,3	14665,3	95,9	0,476	35,505
2039	21,2	0,9	10,3	2292,2	92,5	0,349	681,7	681,7	20600,2	20163,0	96,9	569,4	15234,7	96,0	0,456	35,961
2040	21,4	0,9	11,6	2313,6	93,4	0,352	653,0	653,0	21253,2	20816,0	96,7	544,5	15779,2	95,8	0,459	36,420
2041	22,3	0,9	13,7	2335,9	94,3	0,355	656,2	656,2	21909,4	21472,2	96,6	546,5	16325,7	95,6	0,478	36,898
2042	21,3	0,9	15,1	2357,2	95,2	0,358	639,4	639,4	22548,8	22111,6	96,7	532,9	16858,5	95,7	0,457	37,354
2043	20,3	0,8	17,0	2377,5	96,0	0,361	627,4	627,4	23176,2	22739,0	96,8	523,3	17381,8	95,8	0,436	37,790
2044	19,4	0,8	19,5	2396,9	96,8	0,364	615,8	615,8	23792,0	23354,8	96,9	514,2	17896,0	96,0	0,416	38,205
2045	18,5	0,7	23,1	2415,4	97,5	0,367	604,7	604,7	24396,7	23959,5	96,9	505,4	18401,4	96,1	0,397	38,602
2046	17,6	0,7	28,6	2433,0	98,2	0,370	594,1	594,1	24990,7	24553,6	97,0	496,9	18898,3	96,2	0,379	38,981
2047	16,8	0,7	38,3	2449,9	98,9	0,372	583,8	583,8	25574,6	25137,4	97,1	488,8	19387,0	96,3	0,362	39,343
2048	15,9	0,6	58,7	2465,8	99,5	0,375	554,1	554,1	26128,7	25691,5	97,1	463,9	19851,0	96,3	0,342	39,685

Приложение 3 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект I.

Годы	Бурения скважин			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		Фонд нагнетательных скважин	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость нагнетательных скважин, м³/сут
	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	18
2025	0	0	0	0	0	0	24	13,1	0	0	0	9	9	3	1,7	35,0	181,2
2026	0	0	0	1	1	0	25	13,1	0	0	0	9	9	3	1,6	34,9	178,7
2027	0	0	0	0	1	0	25	13,1	0	0	0	8	8	3	1,7	34,7	165,0
2028	0	0	0	0	0	0	25	13,1	0	0	0	8	8	3	1,7	34,5	158,3
2029	1	1	0	2	0	0	28	15,4	0	0	0	11	11	3	2,1	43,5	198,0
2030	1	1	0	1	0	1	30	17,7	0	0	0	12	12	4	2,0	47,8	179,9
2031	0	0	0	0	0	0	30	17,7	0	0	0	12	12	4	2,0	47,6	177,6
2032	0	0	0	0	0	0	30	17,7	0	0	0	12	12	4	1,9	47,4	201,9
2033	0	0	0	1	0	0	31	17,7	0	0	0	13	13	4	2,0	49,7	223,6
2034	0	0	0	0	1	0	31	17,7	0	0	0	12	12	4	2,1	54,7	234,8
2035	0	0	0	0	0	0	31	17,7	0	0	0	12	12	4	2,1	54,4	222,2
2036	0	0	0	0	0	0	31	17,7	0	0	0	12	12	4	2,0	54,2	215,0
2037	0	0	0	0	0	0	31	17,7	0	0	0	12	12	4	2,0	53,9	237,8
2038	0	0	0	0	1	0	31	17,7	0	0	0	11	11	4	2,0	53,6	259,6
2039	0	0	0	0	0	0	31	17,7	0	0	0	11	11	4	2,0	53,3	253,5
2040	0	0	0	0	0	0	31	17,7	0	0	0	11	11	4	2,0	53,1	240,7
2041	0	0	0	1	1	0	32	17,7	0	0	0	11	11	4	2,1	58,4	238,7
2042	0	0	0	0	0	0	32	17,7	0	0	0	11	11	4	2,1	58,1	226,7
2043	0	0	0	0	0	0	32	17,7	0	0	0	11	11	4	2,0	57,8	218,4
2044	0	0	0	0	0	0	32	17,7	0	0	0	11	11	4	2,0	57,5	210,4
2045	0	0	0	0	0	0	32	17,7	0	0	0	11	11	4	1,9	57,2	202,9
2046	0	0	0	0	0	0	32	17,7	0	0	0	11	11	4	1,8	56,9	195,7
2047	0	0	0	0	0	0	32	17,7	0	0	0	11	11	4	1,8	56,7	189,0
2048	0	0	0	0	0	0	32	17,7	0	0	0	11	11	4	1,7	56,4	182,3

Приложение 4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект I.

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 отбора, %	Добыча нефтяного газа, млн.м3	
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. мех. способом	Всего	В т.ч. мех. способом		Годовая закачка воды, тыс.м3	Накопленная закачка воды, тыс.м3		Годовая	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2025	5,2	0,8	3,0	456,8	73,1	0,298	106,1	106,1	2405,1	2244,8	95,1	178,6	3412,6	189	0,105	4,842
2026	5,0	0,8	3,0	461,8	73,9	0,301	105,5	105,5	2510,7	2350,3	95,3	176,1	3588,7	188	0,100	4,943
2027	4,8	0,8	2,9	466,5	74,6	0,304	98,7	98,7	2609,3	2449,0	95,2	162,6	3751,3	185	0,096	5,039
2028	4,5	0,7	2,9	471,1	75,4	0,307	92,9	92,9	2702,2	2541,8	95,1	156,0	3907,2	189	0,092	5,130
2029	6,7	1,1	4,3	477,8	76,4	0,311	140,8	140,8	2843,0	2682,6	95,3	195,2	4102,4	156	0,135	5,265
2030	7,8	1,3	5,3	485,6	77,7	0,316	185,7	185,7	3028,7	2868,3	95,8	236,4	4338,7	144	0,158	5,423
2031	8,0	1,3	5,8	493,6	79,0	0,322	192,1	192,1	3220,8	3060,4	95,8	233,4	4572,1	137	0,162	5,585
2032	7,7	1,2	5,9	501,3	80,2	0,327	191,1	191,1	3412,0	3251,6	96,0	265,3	4837,5	157	0,155	5,740
2033	8,2	1,3	6,7	509,5	81,5	0,332	209,8	209,8	3621,7	3461,3	96,1	293,8	5131,3	158	0,166	5,906
2034	8,7	1,4	7,6	518,3	82,9	0,338	229,2	229,2	3850,9	3690,5	96,2	308,6	5439,8	152	0,176	6,083
2035	8,5	1,4	7,9	526,7	84,3	0,343	219,7	219,7	4070,6	3910,2	96,1	291,9	5731,8	150	0,171	6,253
2036	8,2	1,3	8,4	534,9	85,6	0,348	218,6	218,6	4289,1	4128,7	96,2	282,6	6014,3	146	0,166	6,419
2037	8,0	1,3	8,8	542,9	86,9	0,354	217,5	217,5	4506,6	4346,2	96,3	312,5	6326,8	163	0,161	6,580
2038	7,7	1,2	9,4	550,6	88,1	0,359	206,6	206,6	4713,2	4552,8	96,3	341,1	6667,9	187	0,156	6,736
2039	7,5	1,2	10,1	558,1	89,3	0,364	197,4	197,4	4910,5	4750,2	96,2	333,1	7000,9	191	0,151	6,887
2040	7,3	1,2	10,9	565,4	90,5	0,368	196,4	196,4	5106,9	4946,5	96,3	316,3	7317,2	182	0,147	7,034
2041	7,9	1,3	13,3	573,4	91,7	0,374	216,0	216,0	5322,9	5162,5	96,3	313,7	7630,9	164	0,160	7,194
2042	7,7	1,2	14,9	581,1	93,0	0,379	214,9	214,9	5537,9	5377,5	96,4	297,9	7928,8	157	0,156	7,350
2043	7,5	1,2	17,0	588,5	94,2	0,383	213,9	213,9	5751,7	5591,3	96,5	286,9	8215,7	152	0,151	7,501
2044	7,3	1,2	19,9	595,8	95,3	0,388	212,8	212,8	5964,5	5804,1	96,6	276,5	8492,2	147	0,146	7,647
2045	7,0	1,1	24,1	602,8	96,5	0,393	211,7	211,7	6176,2	6015,8	96,7	266,6	8758,8	143	0,142	7,789
2046	6,8	1,1	30,8	609,7	97,5	0,397	210,7	210,7	6386,9	6226,5	96,8	257,1	9015,9	139	0,138	7,927
2047	6,6	1,1	43,1	616,3	98,6	0,401	209,6	209,6	6596,5	6436,1	96,8	248,3	9264,2	135	0,134	8,060
2048	6,4	1,0	73,6	622,7	99,6	0,406	208,6	208,6	6805,0	6644,7	96,9	239,6	9503,8	131	0,130	8,190

Приложение 5 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект II.

Годы	Бурения скважин			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		Фонд нагнетательных скважин	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость нагнетательных скважин, м³/сут
	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	18
2025	0	0	0	0	2	0	38	101,7	0	0	0	14	14	3	2,7	88,1	345,4
2026	0	0	0	0	1	0	38	101,7	0	0	0	13	13	3	2,7	88,1	345,9
2027	1	1	0	0	0	0	39	104,4	0	0	0	14	14	3	2,6	84,6	376,3
2028	2	2	0	0	0	0	41	109,8	0	0	0	16	16	3	2,3	76,1	389,8
2029	0	0	0	0	2	1	41	109,8	0	0	0	13	13	4	2,3	76,1	276,2
2030	0	0	0	0	1	0	41	109,8	0	0	0	12	12	4	2,4	79,9	247,3
2031	0	0	0	0	0	0	41	109,8	0	0	0	12	12	4	2,3	79,9	241,3
2032	0	0	0	0	1	0	41	109,8	0	0	0	11	11	4	2,2	75,9	215,9
2033	0	0	0	0	1	0	41	109,8	0	0	0	10	10	4	2,2	79,7	206,3
2034	0	0	0	0	1	0	41	109,8	0	0	0	9	9	4	2,3	83,7	196,5
2035	0	0	0	0	1	0	41	109,8	0	0	0	8	8	4	2,3	92,1	194,9
2036	0	0	0	0	0	0	41	109,8	0	0	0	8	8	4	2,4	96,7	195,8
2037	0	0	0	0	1	0	41	109,8	0	0	0	7	7	4	2,4	101,5	188,2
2038	0	0	0	0	0	0	41	109,8	0	0	0	7	7	4	2,5	106,6	180,6
2039	0	0	0	0	0	0	41	109,8	0	0	0	7	7	4	2,4	105,6	179,9
2040	0	0	0	0	0	0	41	109,8	0	0	0	7	7	4	2,3	100,3	173,7
2041	0	0	0	0	0	0	41	109,8	0	0	0	7	7	4	2,2	99,8	177,2
2042	0	0	0	0	0	0	41	109,8	0	0	0	7	7	4	2,1	98,8	178,8
2043	0	0	0	0	0	0	41	109,8	0	0	0	7	7	4	2,0	97,8	179,9
2044	0	0	0	0	0	0	41	109,8	0	0	0	7	7	4	2,0	96,8	180,9
2045	0	0	0	0	0	0	41	109,8	0	0	0	7	7	4	1,9	95,8	181,7
2046	0	0	0	0	0	0	41	109,8	0	0	0	7	7	4	1,8	94,9	182,5
2047	0	0	0	0	0	0	41	109,8	0	0	0	7	7	4	1,7	93,9	183,0
2048	0	0	0	0	0	0	41	109,8	0	0	0	7	7	4	1,6	84,5	170,7

Приложение 6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект П.

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, %	Закачка рабочих агентов		Ком-пен-сация от-бор. за-кач- кой, %	Добыча нефтя-ного газа, млн.м3	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. ме-ханиз. способом	Всего	В т.ч. ме-ханиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м3	Накоп-ленная за-качка воды, тыс.м3		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2025	13,7	0,9	8,3	1419,0	90,4	0,354	442,0	442,0	7886,7	7632,2	96,9	340,4	4085,5	87,5	0,353	23,271
2026	12,3	0,8	8,1	1431,3	91,2	0,357	398,9	398,9	8285,6	8031,0	96,9	340,9	4426,3	97,1	0,318	23,589
2027	11,6	0,7	8,4	1442,9	91,9	0,360	385,3	385,3	8671,0	8416,4	97,0	370,9	4797,2	109,4	0,301	23,890
2028	11,9	0,8	9,4	1454,8	92,7	0,363	386,3	386,3	9057,3	8802,7	96,9	384,1	5181,3	113,0	0,308	24,198
2029	10,9	0,7	9,5	1465,7	93,4	0,366	368,0	368,0	9425,3	9170,7	97,0	362,9	5544,3	112,1	0,283	24,481
2030	10,1	0,6	9,7	1475,8	94,0	0,368	335,0	335,0	9760,3	9505,7	97,0	325,0	5869,3	110,3	0,260	24,741
2031	9,3	0,6	9,8	1485,1	94,6	0,371	322,7	322,7	10082,9	9828,4	97,1	317,1	6186,3	111,8	0,240	24,981
2032	8,5	0,5	10,0	1493,6	95,1	0,373	292,7	292,7	10375,6	10121,0	97,1	283,7	6470,0	110,2	0,220	25,201
2033	7,8	0,5	10,3	1501,4	95,6	0,375	280,5	280,5	10656,1	10401,5	97,2	271,1	6741,2	110,0	0,203	25,404
2034	7,2	0,5	10,5	1508,6	96,1	0,377	266,3	266,3	10922,4	10667,9	97,3	258,2	6999,4	110,4	0,187	25,591
2035	6,6	0,4	10,8	1515,3	96,5	0,378	262,0	262,0	11184,4	10929,9	97,5	256,1	7255,5	111,5	0,172	25,762
2036	6,4	0,4	11,6	1521,6	96,9	0,380	260,2	260,2	11444,6	11190,1	97,6	257,3	7512,8	112,8	0,165	25,927
2037	6,1	0,4	12,6	1527,7	97,3	0,381	254,7	254,7	11699,3	11444,8	97,6	247,3	7760,1	110,8	0,158	26,085
2038	5,9	0,4	13,9	1533,6	97,7	0,383	251,0	251,0	11950,4	11695,8	97,7	237,3	7997,4	107,9	0,152	26,237
2039	5,6	0,4	15,5	1539,2	98,0	0,384	248,5	248,5	12198,9	11944,3	97,7	236,3	8233,7	108,6	0,146	26,383
2040	5,4	0,3	17,6	1544,6	98,4	0,386	236,1	236,1	12435,0	12180,4	97,7	228,2	8462,0	110,4	0,140	26,523
2041	5,2	0,3	20,5	1549,8	98,7	0,387	234,9	234,9	12669,9	12415,3	97,8	232,8	8694,8	113,2	0,134	26,657
2042	5,0	0,3	24,7	1554,8	99,0	0,388	232,6	232,6	12902,5	12647,9	97,9	235,0	8929,7	115,5	0,129	26,786
2043	4,8	0,3	31,5	1559,6	99,3	0,389	230,2	230,2	13132,7	12878,2	97,9	236,4	9166,1	117,4	0,124	26,910
2044	4,6	0,3	44,2	1564,2	99,6	0,391	227,9	227,9	13360,7	13106,1	98,0	237,6	9403,8	119,3	0,119	27,029
2045	4,4	0,3	76,1	1568,6	99,9	0,392	225,7	225,7	13586,3	13331,8	98,0	238,8	9642,6	121,1	0,114	27,143
2046	4,2	0,3	100,0	1572,8	100,2	0,393	223,4	223,4	13809,7	13555,2	98,1	239,8	9882,3	122,9	0,110	27,253
2047	4,1	0,3		1576,9	100,4	0,394	221,2	221,2	14030,9	13776,3	98,2	240,5	10122,8	124,6	0,105	27,358
2048	3,7	0,2		1580,6	100,7	0,395	199,1	199,1	14229,9	13975,4	98,1	224,4	10347,2	129,1	0,097	27,455

Приложение 7 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект III.

Годы	Бурения скважин			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв. врем. дающих нефть в ППД	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
2025	0	0	0	2	0	0	15	2,3	0	0	0	4	4	2,4	72,6
2026	0	0	0	1	0	0	16	2,3	0	0	0	5	5	2,5	76,2
2027	0	0	0	1	0	0	17	2,3	0	0	0	6	6	2,7	83,8
2028	0	0	0	0	0	0	17	2,3	0	0	0	6	6	2,7	83,8
2029	0	0	0	0	0	0	17	2,3	0	0	0	6	6	2,3	79,6
2030	0	0	0	0	0	0	17	2,3	0	0	0	6	6	2,1	75,6
2031	0	0	0	0	0	0	17	2,3	0	0	0	6	6	1,9	71,9
2032	0	0	0	1	0	0	18	2,3	0	0	0	7	7	2,1	79,0
2033	0	0	0	0	0	0	18	2,3	0	0	0	7	7	2,1	79,0
2034	0	0	0	0	0	0	18	2,3	0	0	0	7	7	1,9	75,1
2035	0	0	0	0	0	0	18	2,3	0	0	0	7	7	1,8	71,3
2036	0	0	0	0	0	0	18	2,3	0	0	0	7	7	1,7	67,8
2037	0	0	0	1	0	0	19	2,3	0	0	0	8	8	1,9	74,5
2038	0	0	0	1	0	0	20	2,3	0	0	0	9	9	1,9	78,3
2039	0	0	0	0	0	0	20	2,3	0	0	0	9	9	1,7	74,4
2040	0	0	0	0	1	0	20	2,3	0	0	0	8	8	1,7	73,6
2041	0	0	0	0	1	0	20	2,3	0	0	0	7	7	1,8	77,3
2042	0	0	0	0	0	0	20	2,3	0	0	0	7	7	1,7	76,5
2043	0	0	0	0	0	0	20	2,3	0	0	0	7	7	1,6	72,7
2044	0	0	0	0	0	0	20	2,3	0	0	0	7	7	1,5	69,1
2045	0	0	0	0	0	0	20	2,3	0	0	0	7	7	1,3	65,6
2046	0	0	0	0	0	0	20	2,3	0	0	0	7	7	1,2	62,3
2047	0	0	0	0	0	0	20	2,3	0	0	0	7	7	1,1	59,2
2048	0	0	0	0	0	0	20	2,3	0	0	0	7	7	1,0	56,2

Приложение 8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект III.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. неф-теотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча нефтяного газа, млн.м3	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. меха-низ. спосо-бом	Всего	В т.ч. меха-низ. спосо-бом		Годовая	Накоп-лен-ная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2025	2,5	1,3	2,3	83,7	44,5	0,124	75,3	75,3	887,6	887,6	96,7	0,047	0,762
2026	3,8	2,0	3,7	87,6	46,6	0,130	116,4	116,4	1004,0	1004,0	96,7	0,074	0,836
2027	5,1	2,7	5,1	92,7	49,3	0,137	156,2	156,2	1160,2	1160,2	96,7	0,098	0,933
2028	5,3	2,8	5,6	98,0	52,1	0,145	169,1	169,1	1329,4	1329,4	96,8	0,102	1,036
2029	4,5	2,4	5,1	102,6	54,6	0,152	160,7	160,7	1490,0	1490,0	97,2	0,087	1,123
2030	4,2	2,2	4,9	106,8	56,8	0,158	152,6	152,6	1642,7	1642,7	97,2	0,081	1,204
2031	3,9	2,1	4,8	110,7	58,9	0,164	145,0	145,0	1787,7	1787,7	97,3	0,075	1,279
2032	4,6	2,5	6,0	115,4	61,4	0,171	173,9	173,9	1961,6	1961,6	97,3	0,089	1,368
2033	5,0	2,6	6,8	120,3	64,0	0,178	186,1	186,1	2147,7	2147,7	97,3	0,095	1,463
2034	4,6	2,4	6,8	124,9	66,4	0,185	176,8	176,8	2324,5	2324,5	97,4	0,087	1,551
2035	4,3	2,3	6,8	129,2	68,7	0,191	167,9	167,9	2492,4	2492,4	97,4	0,082	1,633
2036	4,0	2,1	6,9	133,2	70,9	0,197	159,5	159,5	2652,0	2652,0	97,5	0,077	1,710
2037	4,8	2,5	8,7	138,0	73,4	0,204	189,1	189,1	2841,1	2841,1	97,5	0,092	1,802
2038	5,5	2,9	11,0	143,5	76,3	0,212	224,9	224,9	3066,0	3066,0	97,6	0,105	1,906
2039	5,2	2,7	11,6	148,7	79,1	0,220	225,1	225,1	3291,0	3291,0	97,7	0,099	2,005
2040	4,8	2,6	12,3	153,5	81,6	0,227	209,4	209,4	3500,4	3500,4	97,7	0,093	2,098
2041	4,4	2,4	12,9	157,9	84,0	0,234	193,9	193,9	3694,3	3694,3	97,7	0,085	2,183
2042	4,1	2,2	13,5	162,0	86,2	0,240	180,2	180,2	3874,5	3874,5	97,7	0,078	2,261
2043	3,7	2,0	14,4	165,7	88,2	0,245	171,2	171,2	4045,6	4045,6	97,8	0,071	2,332
2044	3,4	1,8	15,4	169,2	90,0	0,250	162,6	162,6	4208,2	4208,2	97,9	0,066	2,398
2045	3,1	1,7	16,7	172,3	91,7	0,255	154,5	154,5	4362,7	4362,7	98,0	0,060	2,458
2046	2,9	1,5	18,3	175,2	93,2	0,259	146,7	146,7	4509,4	4509,4	98,0	0,055	2,513
2047	2,6	1,4	20,6	177,8	94,6	0,263	139,4	139,4	4648,8	4648,8	98,1	0,051	2,563
2048	2,4	1,3	23,8	180,2	95,9	0,267	132,4	132,4	4781,2	4781,2	98,2	0,046	2,610

Приложение 9 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Объект IV.

Годы	Бурения скважин			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. да-ющих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуат. 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- зирован- ных	Нефти, т/сут	Жидко- сти, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2034	0	0	0	2	0	0	0	0	6	5,4	0	0	0	2	2	6,8	12,1
2035	0	0	0	1	0	0	0	0	7	5,4	0	0	0	3	3	4,0	8,9
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	7	5,4	0	0	0	3	3	3,3	9,8
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	7	5,4	0	0	0	3	3	3,1	10,1
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	7	5,4	0	0	0	3	3	3,0	10,4
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	7	5,4	0	0	0	3	3	2,9	10,7
2040	0	0	0	1	0	0	0	0	8	5,4	0	0	0	4	4	3,2	8,2
2041	0	0	0	1	0	0	0	0	9	5,4	0	0	0	5	5	3,1	6,8
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	9	5,4	0	0	0	5	5	2,7	7,0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	9	5,4	0	0	0	5	5	2,6	7,2
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	9	5,4	0	0	0	5	5	2,4	7,4
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	9	5,4	0	0	0	5	5	2,3	7,6
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	9	5,4	0	0	0	5	5	2,2	7,9
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	9	5,4	0	0	0	5	5	2,1	8,1
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	9	5,4	0	0	0	5	5	2,0	8,4

Приложение 10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Объект IV.

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, %	Добыча нефтяного газа, млн.м3	
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способ	Всего	В т.ч. механиз. способ		Годовая	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2034	2,5	2,7	3,8	30,4	32,3	0,084	8,1	8,1	149,5	127,3	43,6	0,052	0,358
2035	3,4	3,7	5,4	33,8	35,9	0,094	9,0	9,0	158,5	136,3	54,8	0,071	0,429
2036	3,3	3,5	5,5	37,1	39,5	0,103	9,9	9,9	168,3	146,1	66,6	0,068	0,497
2037	3,2	3,4	5,6	40,3	42,8	0,112	10,2	10,2	178,5	156,3	68,8	0,066	0,562
2038	3,0	3,2	5,7	43,3	46,1	0,120	10,5	10,5	189,0	166,7	70,9	0,063	0,625
2039	2,9	3,1	5,8	46,2	49,2	0,128	10,8	10,8	199,7	177,5	72,9	0,060	0,686
2040	3,8	4,1	8,0	50,0	53,2	0,139	11,1	11,1	210,8	188,6	60,9	0,080	0,765
2041	4,7	5,0	10,8	54,8	58,3	0,152	11,4	11,4	222,2	200,0	54,5	0,098	0,863
2042	4,5	4,8	11,6	59,3	63,1	0,164	11,8	11,8	234,0	211,8	61,4	0,094	0,957
2043	4,3	4,6	12,4	63,6	67,7	0,176	12,1	12,1	246,1	223,9	64,4	0,089	1,046
2044	4,1	4,4	13,5	67,7	72,1	0,188	12,5	12,5	258,6	236,4	67,2	0,085	1,131
2045	3,9	4,1	14,8	71,6	76,2	0,198	12,9	12,9	271,5	249,3	69,7	0,081	1,212
2046	3,7	3,9	16,5	75,3	80,1	0,209	13,2	13,2	284,7	262,5	72,1	0,077	1,289
2047	3,5	3,7	18,8	78,9	83,9	0,218	13,6	13,6	298,4	276,2	74,2	0,073	1,361
2048	3,3	3,6	22,1	82,2	87,4	0,228	14,1	14,1	312,4	290,2	76,2	0,069	1,431

Приложение 11 – Расчет дохода от реализации продукции во 2 варианте

Годы	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	тг/тонну	тг/тонну	тыс.тг
1	2	3	4	5	6	7	8
2025	21,3	21,2	16,9	4,2	268 432	93 100	4 940 428,4
2026	21,1	20,9	16,8	4,2	273 800	94 962	4 984 776,3
2027	21,5	21,3	17,0	4,3	279 276	96 861	5 171 687,3
2028	21,8	21,6	17,3	4,3	284 862	98 798	5 350 967,9
2029	22,2	22,0	17,6	4,4	290 559	100 774	5 552 694,7
2030	22,1	21,9	17,5	4,4	296 370	102 790	5 650 464,1
2031	21,2	21,1	16,9	4,2	302 298	104 846	5 537 509,8
2032	20,8	20,7	16,5	4,1	308 344	106 943	5 543 829,7
2033	21,0	20,9	16,7	4,2	314 511	109 081	5 706 760,6
2034	23,0	22,8	18,3	4,6	320 801	111 263	6 364 191,3
2035	22,8	22,6	18,1	4,5	327 217	113 488	6 442 821,2
2036	21,9	21,7	17,4	4,3	333 761	115 758	6 308 448,0
2037	22,0	21,9	17,5	4,4	340 436	118 073	6 466 969,3
2038	22,1	21,9	17,6	4,4	347 245	120 435	6 622 799,2
2039	21,2	21,0	16,8	4,2	354 190	122 843	6 475 168,5
2040	21,4	21,2	17,0	4,2	361 274	125 300	6 655 844,9
2041	22,3	22,1	17,7	4,4	368 499	127 806	7 089 115,5
2042	21,3	21,1	16,9	4,2	375 869	130 362	6 907 442,2
2043	20,3	20,2	16,1	4,0	383 387	132 970	6 716 336,8
2044	19,4	19,2	15,4	3,8	391 054	135 629	6 533 145,4
2045	18,5	18,3	14,7	3,7	398 876	138 342	6 357 449,7
2046	17,6	17,5	14,0	3,5	406 853	141 109	6 188 856,3
2047	16,8	16,7	13,4	3,3	414 990	143 931	6 026 995,0
2048	15,9	15,8	12,6	3,2	423 290	146 809	5 812 171,9
Итого 2025-2048	499,7	495,7	396,6	99,1			145 406 874,0
2049	14,9	14,8	11,8	3,0	431 756	149 746	5 552 604,8
2050	14,0	13,9	11,1	2,8	440 391	152 740	5 312 480,7
2051	12,8	12,7	10,2	2,5	449 199	155 795	4 973 033,4
2052	11,6	11,5	9,2	2,3	458 183	158 911	4 570 306,3
2053	10,4	10,3	8,3	2,1	467 346	162 089	4 201 712,1
2054	9,4	9,3	7,5	1,9	476 693	165 331	3 863 624,4
2055	8,5	8,4	6,7	1,7	486 227	168 638	3 552 773,0
2056	7,6	7,6	6,1	1,5	495 952	172 011	3 266 207,9
2057	6,9	6,8	5,5	1,4	505 871	175 451	3 001 266,4
Итого 2025-2057	595,9	591,1	472,9	118,2			183 700 883,0

Приложение 12– Капитальные вложения во 2 варианте, тыс.тенге

№	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	2038-2057
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
I	Строительство скважин (подземное строительство)																		
1	Бурение скважин	тыс.тенге	5	1 256 850	6 284 250	0	0	1 256 850	2 513 700	1 256 850	1 256 850	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод добывающих скважин с других горизонтов	тыс.тенге	18	12 250	220 500	24 500	24 500	12 250	0	24 500	12 250	0	12 250	12 250	24 500	12 250	0	12 250	49 000
3	Перевод скважин временно дающих нефть в ППД	тыс.тенге																	
4	Выбытие скважин	тыс.тенге	0	10 780	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				6 529 250	24 500	24 500	1 269 100	2 513 700	1 293 600	1 281 350	0	12 250	12 250	24 500	12 250	0	12 250	49 000
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				7 006 508	24 500	24 990	1 320 372	2 667 559	1 400 234	1 414 714	0	14 071	14 353	29 280	14 933	0	15 536	65 967
II	Надземное строительство																		
1	Обустройство устья скважины	тыс.тенге	5	28 175	140 875	0	0	28 175	56 350	28 175	28 175	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ремонтные работы, ГТМ																		0
2	ПРС	тыс.тенге	132	4 492	592 922	17 967	17 967	17 967	17 967	17 967	17 967	17 967	17 967	17 967	17 967	17 967	17 967	17 967	359 346
3	Изоляция водопритоков методом ЦПД	тыс.тенге	24	21 778	522 667	65 333	65 333	65 333	65 333	65 333	65 333	65 333	65 333	0	0	0	0	0	0
4	ГКО (глино-кислотная обработка)	тыс.тенге	8	17 422	139 378	17 422	17 422	17 422	17 422	17 422	17 422	17 422	17 422	0	0	0	0	0	0
5	ГКРП (газокислотный разрыв пласта)	тыс.тенге	8	27 222	217 778	27 222	27 222	27 222	27 222	27 222	27 222	27 222	27 222	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство	тыс.тенге			1 613 619	127 945	127 945	156 120	184 295	156 120	156 120	127 945	127 945	17 967	17 967	17 967	17 967	17 967	359 346
	Итого надземное строительство с учетом инфляции	тыс.тенге			1 483 117	127 945	130 504	162 427	195 575	168 989	172 369	144 087	146 969	21 052	21 473	21 902	22 340	22 787	124 698
III	Инфраструктура и прочие объекты промысла																		
1	Машины и оборудование	тыс.тенге			122 500	0	0	24 500	49 000	24 500	24 500	0	0	0	0	0	0	0	0
2	ПИР	тыс.тенге			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Прочие объекты промысла	тыс.тенге	10%		159 524	12 795	12 795	15 245	17 695	15 245	15 245	12 795	12 795	1 797	1 797	1 797	1 797	1 797	35 935
	Итого инфраструктура и прочие объекты промысла	тыс.тенге			282 024	12 795	12 795	39 745	66 695	39 745	39 745	12 795	12 795	1 797	1 797	1 797	1 797	1 797	35 935
	Итого инфраструктура и прочие объекты промысла с учетом инфляции	тыс.тенге			310 508	12 795	13 050	41 350	70 777	43 021	43 881	14 409	14 697	2 105	2 147	2 190	2 234	2 279	45 574
	Всего со строительством скважин	тыс.тенге			8 424 893	165 240	165 240	1 464 965	2 764 690	1 489 465	1 477 215	140 740	152 990	32 014	44 264	32 014	19 764	32 014	444 281
	Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции	тыс.тенге			9 251 071	165 240	168 544	1 524 149	2 933 911	1 612 244	1 630 964	158 496	175 737	37 510	52 900	39 025	24 574	40 602	687 175

Приложение 13 – Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции во 2 варианте, тыс.тенге

Годы	Расходы, относимые на себестоимость продукции												Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная стоимость 1 тыс.т нефти
	Затраты на сырье и материалы	Электроэнергия	Затраты на ГСМ	Затраты на текущий и капитальный ремонт	Работы и услуги производственного характера	Затраты на охрану, ТБ и ООС	ФОТ ППП	ГИС и геодинамический мониторинг недр	НИОКР	Затраты на страхование	Прочие расходы	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	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	19
2025	164 311,7	83 080,5	23 587,3	68 390,7	728 320,3	6 588,0	47 520,0	242 169,9	0,0	16 646,7	31 371,4	576 596,4	8 888,7	134 266,8	214 419,6	357 575,1	2 346 158,0	109 936,2
2026	165 786,6	83 826,3	23 799,0	69 758,5	742 886,7	6 647,1	48 470,4	247 013,3	11 218,0	16 646,7	31 653,0	626 697,7	9 066,4	127 995,8	216 297,1	353 359,4	2 427 762,8	115 002,9
2027	172 003,0	86 969,5	24 691,4	73 789,0	785 809,1	6 896,4	49 439,8	261 285,2	11 411,7	16 646,7	32 839,9	802 375,3	9 247,8	131 616,8	224 359,4	365 223,9	2 689 380,9	125 247,4
2028	177 965,6	89 984,3	25 547,4	80 640,9	858 777,0	7 135,4	50 428,6	285 547,4	11 996,0	16 646,7	33 978,3	1 229 243,2	9 432,7	154 802,4	232 088,3	396 323,4	3 264 214,3	149 863,2
2029	184 674,8	93 376,7	26 510,5	82 253,7	875 952,6	7 404,4	51 437,2	291 258,3	12 904,8	16 646,7	35 259,2	1 668 886,0	9 621,4	175 559,5	240 788,2	425 969,1	3 772 534,1	170 246,5
2030	187 926,5	95 020,8	26 977,3	83 898,8	893 471,6	7 534,8	52 465,9	297 083,5	13 216,1	16 646,7	35 880,1	1 988 386,2	9 813,8	183 283,4	244 978,5	438 075,7	4 136 583,9	187 114,2
2031	184 169,8	93 121,3	26 438,0	85 576,7	911 341,1	7 384,2	53 515,2	303 025,1	13 473,0	16 646,7	35 162,8	2 123 794,8	10 010,1	178 034,5	240 033,7	428 078,3	4 281 727,0	201 582,9
2032	184 379,9	93 227,6	26 468,2	87 288,3	929 567,9	7 392,6	54 585,5	309 085,7	13 615,5	16 646,7	35 202,9	2 132 428,5	10 210,3	161 041,7	240 261,0	411 513,0	4 301 402,3	206 323,9
2033	189 798,8	95 967,5	27 246,1	89 034,0	948 159,2	7 609,9	55 677,3	315 267,4	13 829,1	16 646,7	36 237,5	2 172 390,3	10 414,5	142 936,9	247 275,1	400 626,5	4 368 490,4	207 630,6
2034	211 664,0	107 023,2	30 384,9	90 814,7	967 122,4	8 486,6	56 790,8	321 572,7	14 134,9	16 646,7	40 412,2	2 328 641,2	10 622,8	122 507,1	275 710,3	408 840,2	4 602 534,5	200 080,0
2035	214 279,1	108 345,4	30 760,3	92 631,0	986 464,9	8 591,4	57 926,6	328 004,2	14 722,9	16 646,7	40 911,5	2 329 583,2	10 835,2	100 978,7	279 065,6	390 879,5	4 619 746,7	202 344,8
2036	209 810,1	106 085,8	30 118,7	94 483,6	1 006 194,2	8 412,2	59 085,1	334 564,2	14 990,0	16 646,7	40 058,2	2 268 009,1	11 051,9	79 740,3	273 196,3	363 988,5	4 552 446,5	207 717,2
2037	215 082,3	108 751,5	30 875,5	96 373,3	1 026 318,1	8 623,6	60 266,9	341 255,5	15 141,9	16 646,7	41 064,8	2 288 836,9	11 273,0	58 868,1	280 012,0	350 153,1	4 599 390,2	208 809,2
2038	220 264,9	111 372,0	31 619,5	98 300,8	1 046 844,4	8 831,4	61 472,2	348 080,6	15 462,9	16 646,7	42 054,3	2 319 493,9	11 498,4	37 797,7	286 709,8	336 005,8	4 656 449,7	210 554,1
2039	215 355,0	108 889,4	30 914,7	100 266,8	1 067 781,3	8 634,5	62 701,6	359 942,3	15 787,1	16 646,7	41 116,9	2 247 047,3	11 728,4	16 982,3	280 271,2	308 981,9	4 584 065,5	216 247,1
2040	221 364,0	111 927,8	31 777,3	102 272,1	1 089 136,9	8 875,5	63 955,7	367 043,1	15 945,4	16 646,7	42 264,2	2 385 140,1	11 963,0	0,0	288 043,8	300 006,8	4 756 355,5	222 649,6
2041	235 774,0	119 213,8	33 845,9	104 317,6	1 110 919,7	9 453,2	65 234,8	369 386,0	16 293,1	16 646,7	45 015,4	873 523,9	12 202,2	0,0	306 744,5	318 946,7	3 318 570,7	148 768,2
2042	229 731,8	116 158,7	32 978,5	106 403,9	1 133 138,1	9 211,0	66 539,5	376 773,7	16 787,6	16 646,7	43 861,8	876 291,3	12 446,3	0,0	298 835,8	311 282,1	3 335 804,6	156 543,3
2043	223 375,9	112 945,0	32 066,1	108 532,0	1 155 800,8	8 956,1	67 870,3	384 309,2	16 941,6	16 646,7	42 648,3	879 114,1	12 695,2	0,0	290 522,6	303 217,8	3 352 423,9	165 035,6
2044	217 283,2	109 864,4	31 191,5	110 702,6	1 178 916,8	8 711,9	69 227,7	391 995,3	17 095,5	16 646,7	41 485,0	881 993,4	12 949,1	0,0	282 555,1	295 504,2	3 370 618,2	173 995,8
2045	211 439,8	106 909,8	30 352,7	112 916,7	1 202 495,2	8 477,6	70 612,2	399 835,2	17 259,0	16 646,7	40 369,4	884 930,2	13 208,1	0,0	274 915,0	288 123,1	3 390 367,5	183 449,1
2046	205 832,6	104 074,7	29 547,7	115 175,0	1 226 545,1	8 252,8	72 024,5	407 832,0	17 432,0	16 646,7	39 298,8	887 925,8	13 472,2	0,0	267 585,1	281 057,3	3 411 644,9	193 421,7
2047	200 449,3	101 352,7	28 775,0	117 478,5	1 251 076,0	8 036,9	73 465,0	415 988,6	17 614,5	16 646,7	38 271,0	890 981,2	13 741,7	0,0	260 549,0	274 290,7	3 434 426,2	203 941,4
2048	193 304,6	97 740,2	27 749,3	119 828,1	1 276 097,5	7 750,4	74 934,3	424 308,4	17 806,3	16 646,7	36 906,9	894 097,8	14 016,5	0,0	251 226,5	265 243,1	3 452 413,6	216 838,6
Итого 2025-2048	4 836 027,2	2 445 228,9	694 222,7	2 291 127,6	24 399 137,0	193 898,0	1 445 646,9	8 122 626,6	345 078,8	399 521,5	923 323,9	36 556 407,7	270 409,4	1 806 412,0	6 296 443,6	8 373 265,1	91 025 511,9	182 147,0
2049	331 671,8	191 375,2	75 510,1	220 224,7	1 644 619,5	7 404,3	76 432,9	579 794,5	17 974,0	16 646,7	35 258,7	377 485,3	14 296,8	0,0	239 973,6	254 270,4	3 828 668,1	256 745,8
2050	299 185,6	138 337,1	59 663,6	222 669,2	1 621 651,9	7 084,1	77 961,6	588 450,4	25 472,4	16 646,7	33 733,9	31 789,2	14 582,8	0,0	229 564,6	244 147,3	3 366 793,1	240 697,5
2051	238 896,1	132 628,8	48 243,0	200 662,5	1 623 704,9	6 631,5	79 520,8	499 279,4	24 265,5	16 646,7	31 578,4	32 425,0	14 874,4	0,0	214 867,5	229 742,0	3 164 224,7	246 489,6
2052	201 001,9	101 356,4	46 320,2	178 705,8	1 528 289,0	6 094,4	81 111,2	459 285,0	23 302,9	16 646,7	29 021,1	33 073,5	15 171,9	0,0	197 441,2	212 613,1	2 916 821,4	252 183,9
2053	139 743,0	70 657,9	20 060,4	132 299,9	1 408 914,8	5 602,9	82 733,5	468 470,7	21 428,8	16 646,7	26 680,6	33 735,0	15 475,4	0,0	181 494,3	196 969,7	2 623 943,9	251 698,9
2054	128 498,7	64 972,5	18 446,3	120 245,9	1 437 093,1	5 152,1	84 388,1	477 840,1	18 600,1	16 646,7	24 533,8	34 409,7	15 784,9	0,0	166 869,5	182 654,3	2 613 481,4	278 085,1
2055	118 160,2	59 745,1	16 962,2	122 944,8	1 465 834,9	4 737,6	86 075,9	487 396,9	18 588,0	16 646,7	22 559,9	35 097,9	16 100,6	0,0	154 867,8	170 968,4	2 625 718,4	309 908,9
2056	108 629,5	54 926,1	15 594,0	125 697,7	1 495 151,6	4 355,4	87 797,4	497 144,9	18 744,6	16 646,7	20 740,2	35 799,8	16 422,6	0,0	142 333,1	158 755,7	2 639 983,7	345 709,2
2057	99 817,9	50 470,7	14 329,1	128 505,7	1 525 054,7	4 002,1	89 553,4	507 087,8	18 921,5	16 646,7	19 057,8	36 515,8	16 751,0	0,0	130 748,8	147 499,9	2 657 463,0	386 292,6
Итого 2025-2057	6 501 631,8	3 309 698,6	1 009 351,6	3 743 083,8	38 149 451,2	244 962,5	2 191 221,8	12 687 376,4	532 376,7	549 342,1	1 166 488,2	37 206 739,0	409 869,8	1 806 412,0	7 954 604,1	10 170 885,9	117 462 609,7	197 134,1

Приложение 14– Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода во 2 варианте, тыс.тенге

Годы	Расходы периода			Затраты на транспорт нефти		Налоги и отчисления, входящие в расходы периода			Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации (резервный)
	ФОТ АУП	Содержание АУП (транспорт, тех.ср-ва и узлы связи)	Социальное развитие региона	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависмые от ФОТ АУП	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
1	2	3	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2025	20 880,0	10 674,5	1 000,0	292 675,9	539 420,6	593 689,6	3 923,2	1 148,1	1 463 411,7	12 870,4	19 981,6
2026	21 297,6	10 888,0	1 000,0	295 303,1	533 590,9	684 593,0	4 001,6	1 148,1	1 551 822,2	13 064,1	20 160,9
2027	21 723,6	11 105,7	1 000,0	306 375,9	584 493,2	710 262,8	4 081,7	1 182,9	1 640 225,7	26 645,6	20 916,9
2028	22 158,0	11 327,8	1 000,0	316 996,6	592 897,2	734 884,6	4 163,3	1 252,4	1 684 680,0	40 551,7	21 642,0
2029	22 601,2	11 554,4	1 000,0	328 947,1	603 185,2	762 589,1	4 246,6	1 287,2	1 735 410,8	28 110,7	22 457,9
2030	23 053,2	11 785,5	1 000,0	334 739,1	644 754,0	776 016,4	4 331,5	1 322,0	1 797 001,7	28 245,1	22 853,3
2031	23 514,3	12 021,2	1 000,0	328 047,6	619 475,7	760 503,6	4 418,1	1 322,0	1 750 302,5	15 022,9	22 396,5
2032	23 984,6	12 261,6	1 000,0	328 422,0	608 022,2	808 957,3	4 506,5	1 322,0	1 788 476,2	15 359,0	22 422,0
2033	24 464,2	12 506,8	1 000,0	338 074,2	654 527,3	832 732,3	4 596,6	1 322,0	1 869 223,5	14 455,1	23 081,0
2034	24 953,5	12 757,0	1 000,0	377 021,0	715 617,9	928 664,7	4 688,5	1 322,0	2 066 024,7	15 165,5	25 740,0
2035	25 452,6	13 012,1	1 000,0	381 679,1	710 254,3	940 138,4	4 782,3	1 322,0	2 077 640,9	15 310,1	26 058,0
2036	25 961,7	13 272,4	1 000,0	373 718,7	724 417,8	920 530,7	4 878,0	1 322,0	2 065 101,1	15 339,5	25 514,5
2037	26 480,9	13 537,8	1 000,0	383 109,7	728 060,0	943 662,1	4 975,5	1 322,0	2 102 148,1	15 783,1	26 155,7
2038	27 010,5	13 808,6	1 000,0	392 341,2	730 983,9	1 080 095,1	5 075,0	1 322,0	2 251 636,3	16 107,2	26 785,9
2039	27 550,7	14 084,7	1 000,0	383 595,4	741 892,0	1 056 018,4	5 176,5	1 322,0	2 230 639,8	16 143,1	26 188,8
2040	28 101,7	14 366,4	1 000,0	394 298,8	747 640,2	1 085 484,4	5 280,1	1 322,0	2 277 493,7	16 613,2	26 919,6
2041	28 663,8	14 653,7	1 000,0	419 966,2	824 066,8	425 948,3	5 385,7	1 322,0	1 721 006,6	17 230,2	28 671,9
2042	29 237,0	14 946,8	1 000,0	409 203,7	787 204,3	1 126 516,8	5 493,4	1 322,0	2 374 924,1	17 139,3	27 937,1
2043	29 821,8	15 245,8	1 000,0	397 882,5	750 416,7	1 095 349,9	5 603,2	1 322,0	2 296 641,9	17 293,1	27 164,2
2044	30 418,2	15 550,7	1 000,0	387 030,0	753 301,1	1 177 628,8	5 715,3	1 322,0	2 371 966,1	17 456,6	26 423,3
2045	31 026,6	15 861,7	1 000,0	376 621,6	718 669,2	1 145 958,9	5 829,6	1 322,0	2 296 289,6	17 629,7	25 712,7
2046	31 647,1	16 178,9	1 000,0	366 634,0	685 892,9	1 115 569,2	5 946,2	1 322,0	2 224 190,4	17 812,2	25 030,8
2047	32 280,1	16 502,5	1 000,0	357 045,2	654 857,2	1 086 392,9	6 065,1	1 322,0	2 155 465,0	18 004,0	24 376,2
2048	32 925,7	16 832,6	1 000,0	344 318,8	712 003,1	1 097 559,2	6 186,4	1 322,0	2 212 147,7	18 171,7	23 507,3
Итого 2025-2048	635 208,5	324 737,0	24 000,0	8 614 047,4	16 365 643,8	21 889 746,7	119 349,9	31 137,1	48 003 870,3	445 523,1	588 098,1
2049	40 301,0	17 169,2	1 000,0	328 941,8	666 868,2	1 048 543,0	6 310,2	1 322,0	2 110 455,4	25 670,0	0,0
2050	41 107,0	17 512,6	1 000,0	314 716,6	625 518,9	1 003 198,5	6 436,4	1 322,0	2 010 812,0	24 463,2	0,0
2051	41 929,2	17 862,8	1 000,0	294 607,4	574 069,2	939 097,9	6 565,1	1 322,0	1 876 453,7	23 500,5	0,0
2052	42 767,7	18 220,1	1 000,0	270 749,5	517 235,2	863 047,7	6 696,4	1 322,0	1 721 038,6	21 626,4	0,0
2053	43 623,1	18 584,5	1 000,0	248 913,6	527 004,5	829 508,7	6 830,3	1 322,0	1 676 786,8	18 797,8	0,0
2054	44 495,6	18 956,2	1 000,0	228 884,9	475 097,6	762 762,9	6 966,9	1 322,0	1 539 486,1	18 785,6	0,0
2055	45 385,5	19 335,3	1 000,0	210 469,8	428 307,0	701 394,1	7 106,3	1 322,0	1 414 320,0	18 942,2	0,0
2056	46 293,2	19 722,0	1 000,0	193 493,4	386 039,2	644 820,0	7 248,4	1 322,0	1 299 938,1	19 119,2	0,0
2057	47 219,0	20 116,5	1 000,0	177 798,0	387 897,1	644 037,8	7 393,4	1 322,0	1 286 783,9	19 315,0	0,0
Итого 2025-2057	1 028 329,8	492 216,2	33 000,0	10 882 622,4	20 953 680,7	29 326 157,2	180 903,2	43 035,2	62 939 944,8	635 742,9	588 098,1

Приложение 15 – Расчет чистой прибыли во 2 варианте, тыс.тенге

Годы	Налогооблагаемая прибыль до переноса убыт-ков	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
2025	857 351,9	171 470,4	924 723,3	0,0	924 723,3
2026	962 506,7	192 501,3	777 615,6	0,0	777 615,6
2027	711 543,8	142 308,8	650 323,2	0,0	650 323,2
2028	109 610,5	21 922,1	316 033,9	0,0	316 033,9
2029	160 212,5	32 042,5	-39 823,7	0,0	-39 823,7
2030	114 852,1	22 970,4	-359 192,0	0,0	-359 192,0
2031	438 570,2	87 714,0	-621 694,9	0,0	-621 694,9
2032	668 414,3	133 682,9	-719 595,2	0,0	-719 595,2
2033	959 040,8	191 808,2	-762 421,6	0,0	-762 421,6
2034	1 489 562,6	297 912,5	-659 409,3	0,0	-659 409,3
2035	1 662 438,4	332 487,7	-644 846,5	0,0	-644 846,5
2036	1 639 644,6	327 928,9	-693 966,8	0,0	-693 966,8
2037	1 795 597,6	359 119,5	-652 115,2	0,0	-652 115,2
2038	1 818 657,7	363 731,5	-708 796,6	0,0	-708 796,6
2039	1 729 210,0	345 842,0	-744 222,1	0,0	-744 222,1
2040	1 848 557,8	369 711,6	-808 220,4	0,0	-808 220,4
2041	2 771 459,4	554 291,9	1 431 270,8	0,0	1 431 270,8
2042	1 939 474,7	387 894,9	746 128,8	0,0	746 128,8
2043	1 825 889,6	365 177,9	640 506,5	0,0	640 506,5
2044	1 561 532,8	312 306,6	417 709,2	0,0	417 709,2
2045	1 451 593,8	290 318,8	320 910,9	0,0	320 910,9
2046	1 341 834,9	268 367,0	226 017,3	0,0	226 017,3
2047	1 232 623,2	246 524,6	132 814,8	0,0	132 814,8
2048	949 320,7	189 864,1	-98 772,6	0,0	-98 772,6
Итого 2025-2048	30 039 500,6	6 007 900,1	-929 022,9	0,0	-929 022,9
2049	0,0	0,0	-426 371,0	0,0	-426 371,0
2050	0,0	0,0	-103 161,5	0,0	-103 161,5
2051	0,0	0,0	-103 858,9	0,0	-103 858,9
2052	0,0	0,0	-100 872,2	0,0	-100 872,2
2053	0,0	0,0	-128 573,9	0,0	-128 573,9
2054	0,0	0,0	-318 029,2	0,0	-318 029,2
2055	0,0	0,0	-515 320,3	0,0	-515 320,3
2056	0,0	0,0	-701 219,7	0,0	-701 219,7
2057	0,0	0,0	-970 010,9	0,0	-970 010,9
Итого 2025-2057	30 039 500,6	6 007 900,1	-4 296 440,5	0,0	-4 296 440,5

Приложение 16– Расчет потоков денежной наличности во 2 варианте, тыс.тенге

Годы	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	ВНП (IRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость)		
					10%	15%	20%
1	2	3	4	5	6	7	8
2025	924 723	1 336 080	1 336 080	37,1%	1 214 618	1 161 809	1 113 400
2026	777 616	1 235 769	2 571 849	35,0%	1 021 297	934 419	858 173
2027	650 323	-71 451	2 500 398	19,8%	-53 682	-46 980	-41 349
2028	316 034	-1 388 634	1 111 765	5,7%	-948 455	-793 956	-669 673
2029	-39 824	16 818	1 128 583	4,5%	10 443	8 361	6 759
2030	-359 192	-1 770	1 126 812	3,7%	-999	-765	-593
2031	-621 695	1 343 604	2 470 417	7,1%	689 481	505 111	374 975
2032	-719 595	1 237 096	3 707 513	9,5%	577 115	404 409	287 709
2033	-762 422	1 372 459	5 079 972	11,7%	582 057	390 139	265 992
2034	-659 409	1 616 332	6 696 304	13,9%	623 166	399 533	261 047
2035	-644 847	1 645 712	8 342 016	15,8%	576 812	353 735	221 493
2036	-693 967	1 549 468	9 891 484	17,2%	493 708	289 607	173 783
2037	-652 115	1 596 120	11 487 604	18,4%	462 339	259 414	149 180
2038	-708 797	1 569 284	13 056 888	19,3%	413 241	221 785	122 226
2039	-744 222	1 476 747	14 533 635	20,0%	353 521	181 484	95 849
2040	-808 220	1 533 833	16 067 468	20,7%	333 807	163 913	82 962
2041	1 431 271	2 244 030	18 311 498	46,3%	443 969	208 528	101 146
2042	746 129	1 594 746	19 906 243	30,0%	286 829	128 864	59 900
2043	640 506	1 491 393	21 397 636	28,5%	243 855	104 793	46 682
2044	417 709	1 270 910	22 668 546	24,2%	188 913	77 653	33 150
2045	320 911	1 176 473	23 845 019	22,7%	158 977	62 507	25 573
2046	226 017	1 083 987	24 929 006	21,2%	133 163	50 081	19 635
2047	132 815	993 241	25 922 247	19,7%	110 923	39 903	14 993
2048	-98 773	764 159	26 686 406	15,1%	77 582	26 695	9 612
Итого 2025-2048	-929 023	26 686 406	26 686 406	22,5%	7 992 680	5 131 040	3 612 624
2049	-426 371	-80 675	26 605 732	-1,4%	-7 446	-2 451	-846
2050	-103 161	-103 797	26 501 934	-1,9%	-8 709	-2 742	-907
2051	-103 859	-104 507	26 397 427	-2,1%	-7 972	-2 401	-761
2052	-100 872	-101 534	26 295 893	-2,2%	-7 041	-2 028	-616
2053	-128 574	-129 249	26 166 645	-3,0%	-8 148	-2 245	-653
2054	-318 029	-318 717	25 847 927	-7,6%	-18 265	-4 814	-1 343
2055	-515 320	-516 022	25 331 905	-12,7%	-26 884	-6 777	-1 812
2056	-701 220	-701 936	24 629 969	-17,7%	-33 245	-8 016	-2 054
2057	-970 011	-970 741	23 659 228	-24,4%	-41 797	-9 640	-2 367
Итого 2025-2057	-4 296 441	23 659 228	23 659 228	14,8%	7 833 173	5 089 927	3 601 267

Приложение 17 – Расчет налогооблагаемого дохода во 2 варианте, тыс.тенге

Годы	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью пред- приятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включае- мые в с/с + расходы периода) приходящиеся на 1 м3 газа, конденсата	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, отно- симые на вычеты при опре-делении налого-облагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход
1	2	3	4	5	6	7
2025	3 842 421,7	180 048,1	1 096 193,7	815 438,2	3 026 983,5	857 351,9
2026	4 012 810,1	190 086,5	970 116,9	634 307,9	3 378 502,1	962 506,7
2027	4 377 169,1	203 849,5	792 632,0	883 463,5	3 493 705,6	711 543,8
2028	5 011 088,0	230 063,9	337 956,0	1 457 588,7	3 553 499,2	109 610,5
2029	5 558 513,5	250 844,0	-7 781,2	1 500 892,3	4 057 621,2	160 212,5
2030	5 984 684,0	270 711,2	-336 221,6	1 537 312,5	4 447 371,5	114 852,1
2031	6 069 448,8	285 748,5	-533 980,8	1 151 243,8	4 918 205,1	438 570,2
2032	6 127 659,5	293 923,4	-585 912,4	878 101,9	5 249 557,6	668 414,3
2033	6 275 249,9	298 257,2	-570 613,5	642 736,0	5 632 513,9	959 040,8
2034	6 709 464,7	291 671,8	-361 496,8	477 581,8	6 231 882,9	1 489 562,6
2035	6 738 755,7	295 157,3	-312 358,8	354 785,9	6 383 969,8	1 662 438,4
2036	6 658 401,6	303 806,9	-366 037,9	262 326,6	6 396 075,0	1 639 644,6
2037	6 743 476,9	306 149,4	-292 995,7	200 243,6	6 543 233,4	1 795 597,6
2038	6 950 979,1	314 307,6	-345 065,0	155 771,2	6 795 207,9	1 818 657,7
2039	6 857 037,2	323 471,5	-398 380,1	119 457,2	6 737 580,0	1 729 210,0
2040	7 077 382,1	331 299,1	-438 508,8	98 073,4	6 979 308,6	1 848 557,8
2041	5 085 479,4	227 976,9	1 985 562,6	87 627,1	4 997 852,3	2 771 459,4
2042	5 755 805,2	270 109,6	1 134 023,7	70 840,3	5 684 964,8	1 939 474,7
2043	5 693 523,2	280 285,0	1 005 684,4	58 908,9	5 634 614,3	1 825 889,6
2044	5 786 464,3	298 705,0	730 015,8	50 476,3	5 735 988,0	1 561 532,8
2045	5 729 999,5	310 044,0	611 229,6	44 566,1	5 685 433,5	1 451 593,8
2046	5 678 678,3	321 950,2	494 384,3	40 475,2	5 638 203,1	1 341 834,9
2047	5 632 271,3	334 452,7	379 339,5	37 697,5	5 594 573,9	1 232 623,2
2048	5 706 240,4	358 396,5	91 091,5	35 868,6	5 670 371,7	949 320,7
Итого 2025-2048	140 063 003,4	280 273,7	5 078 877,3	11 595 784,3	128 467 219,1	30 039 500,6
2049	5 964 793,6	399 991,7	-426 371,0	34 726,4	5 930 067,2	0,0
2050	5 402 068,2	386 202,6	-103 161,5	34 082,0	5 367 986,2	0,0
2051	5 064 178,9	394 493,9	-103 858,9	33 799,6	5 030 379,3	0,0
2052	4 659 486,4	402 852,1	-100 872,2	33 781,5	4 625 704,9	0,0
2053	4 319 528,4	414 345,9	-128 573,9	33 957,4	4 285 571,0	0,0
2054	4 171 753,1	443 891,6	-318 029,2	34 276,8	4 137 476,3	0,0
2055	4 058 980,6	479 074,3	-515 320,3	34 703,2	4 024 277,4	0,0
2056	3 959 041,0	518 441,4	-701 219,7	35 210,8	3 923 830,2	0,0
2057	3 963 561,9	576 149,0	-970 010,9	35 780,7	3 927 781,2	0,0
Итого 2025-2057	181 626 395,5	304 818,3	1 711 459,6	11 906 102,7	169 720 292,8	30 039 500,6

Приложение 18 – Расчет дохода от реализации продукции и бюджетной эффективности 2 варианта разработки, тыс. тенге

Годы	ДОХОД ГОСУДАРСТВА, тыс. тенге												Дисконтированный доход РК при		
	Социальный налог	ИПН	Экспортная таможенная пошлина на нефть	Налог на имущество и на транспорт	Аренда земельных участков	Рентный налог на экспорт	НДПИ на добычу нефти и газа	Прочие налоги и платежи в бюджет	КПН	НСП	Суммарный доход РК	10,0%	15,0%	20,0%	
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16	
2025	6 711,0	6 100,9	539 420,6	134 266,8	49,0	593 689,6	214 419,6	1 148,1	171 470,4	0,0	1 667 275,8	1 515 705,3	1 449 805,1	1 389 396,5	
2026	6 845,2	6 222,9	533 590,9	127 995,8	50,0	684 593,0	216 297,1	1 148,1	192 501,3	0,0	1 769 244,2	1 462 185,3	1 337 802,8	1 228 641,8	
2027	6 982,1	6 347,3	584 493,2	131 616,8	51,0	710 262,8	224 359,4	1 182,9	142 308,8	0,0	1 807 604,2	1 358 079,8	1 188 529,1	1 046 067,2	
2028	7 121,7	6 474,3	592 897,2	154 802,4	52,0	734 884,6	232 088,3	1 252,4	21 922,1	0,0	1 751 495,0	1 196 294,7	1 001 423,0	844 663,9	
2029	7 264,2	6 603,8	603 185,2	175 559,5	53,0	762 589,1	240 788,2	1 287,2	32 042,5	0,0	1 829 372,7	1 135 896,5	909 521,6	735 183,9	
2030	7 409,4	6 735,8	644 754,0	183 283,4	54,1	776 016,4	244 978,5	1 322,0	22 970,4	0,0	1 887 524,1	1 065 458,2	816 028,8	632 128,0	
2031	7 557,6	6 870,6	619 475,7	178 034,5	55,2	760 503,6	240 033,7	1 322,0	87 714,0	0,0	1 901 567,0	975 804,5	714 869,5	530 692,4	
2032	7 708,8	7 008,0	608 022,2	161 041,7	56,3	808 957,3	240 261,0	1 322,0	133 682,9	0,0	1 968 060,2	918 114,6	643 362,4	457 707,9	
2033	7 863,0	7 148,1	654 527,3	142 936,9	57,4	832 732,3	247 275,1	1 322,0	191 808,2	0,0	2 085 670,4	884 527,8	592 877,7	404 216,9	
2034	8 020,2	7 291,1	715 617,9	122 507,1	58,6	928 664,7	275 710,3	1 322,0	297 912,5	0,0	2 357 104,5	908 765,8	582 640,2	380 685,5	
2035	8 180,6	7 436,9	710 254,3	100 978,7	59,7	940 138,4	279 065,6	1 322,0	332 487,7	0,0	2 379 924,0	834 148,9	511 548,5	320 309,2	
2036	8 344,2	7 585,7	724 417,8	79 740,3	60,9	920 530,7	273 196,3	1 322,0	327 928,9	0,0	2 343 126,7	746 592,4	437 947,1	262 797,3	
2037	8 511,1	7 737,4	728 060,0	58 868,1	62,1	943 662,1	280 012,0	1 322,0	359 119,5	0,0	2 387 354,5	691 531,6	388 011,8	223 131,4	
2038	8 681,3	7 892,1	730 983,9	37 797,7	63,4	1 080 095,1	286 709,8	1 322,0	363 731,5	0,0	2 517 276,8	662 877,7	355 763,4	196 062,0	
2039	8 855,0	8 050,0	741 892,0	16 982,3	64,7	1 056 018,4	280 271,2	1 322,0	345 842,0	0,0	2 459 297,6	588 736,3	302 234,1	159 621,9	
2040	9 032,1	8 211,0	747 640,2	0,0	65,9	1 085 484,4	288 043,8	1 322,0	369 711,6	0,0	2 509 511,0	546 142,7	268 178,3	135 734,2	
2041	9 212,7	8 375,2	824 066,8	0,0	67,3	425 948,3	306 744,5	1 322,0	554 291,9	0,0	2 130 028,7	421 414,8	197 934,8	96 007,3	
2042	9 397,0	8 542,7	787 204,3	0,0	68,6	1 126 516,8	298 835,8	1 322,0	387 894,9	0,0	2 619 782,2	471 190,8	211 691,8	98 401,7	
2043	9 584,9	8 713,5	750 416,7	0,0	70,0	1 095 349,9	290 522,6	1 322,0	365 177,9	0,0	2 521 157,6	412 229,4	177 149,9	78 914,4	
2044	9 776,6	8 887,8	753 301,1	0,0	71,4	1 177 628,8	282 555,1	1 322,0	312 306,6	0,0	2 545 849,4	378 424,3	155 552,1	66 406,1	
2045	9 972,1	9 065,6	718 669,2	0,0	72,8	1 145 958,9	274 915,0	1 322,0	290 318,8	0,0	2 450 294,4	331 109,7	130 185,8	53 261,3	
2046	10 171,6	9 246,9	685 892,9	0,0	74,3	1 115 569,2	267 585,1	1 322,0	268 367,0	0,0	2 358 228,9	289 698,9	108 951,6	42 716,8	
2047	10 375,0	9 431,8	654 857,2	0,0	75,8	1 086 392,9	260 549,0	1 322,0	246 524,6	0,0	2 269 528,4	253 456,7	91 177,0	34 258,4	
2048	10 582,5	9 620,5	712 003,1	0,0	77,3	1 097 559,2	251 226,5	1 322,0	189 864,1	0,0	2 272 255,2	230 692,1	79 379,6	28 583,0	
Итого 2025-2048	204 159,7	185 599,7	16 365 643,8	1 806 412,0	1 490,7	21 889 746,7	6 296 443,6	31 137,1	6 007 900,1	0,0	52 788 533,4	18 279 078,8	12 652 565,9	9 445 589,1	
2049	10 794,1	9 812,9	666 868,2	0,0	78,8	1 048 543,0	239 973,6	1 322,0	0,0	0,0	1 977 392,7	182 505,4	60 068,5	20 728,2	
2050	11 010,0	10 009,1	625 518,9	0,0	80,4	1 003 198,5	229 564,6	1 322,0	0,0	0,0	1 880 703,5	157 801,3	49 679,4	16 428,9	
2051	11 230,2	10 209,3	574 069,2	0,0	82,0	939 097,9	214 867,5	1 322,0	0,0	0,0	1 750 878,2	133 552,9	40 217,4	12 745,7	
2052	11 454,8	10 413,5	517 235,2	0,0	83,6	863 047,7	197 441,2	1 322,0	0,0	0,0	1 600 998,0	111 018,6	31 978,0	9 712,2	
2053	11 683,9	10 621,8	527 004,5	0,0	85,3	829 508,7	181 494,3	1 322,0	0,0	0,0	1 561 720,6	98 449,9	27 124,8	7 894,9	
2054	11 917,6	10 834,2	475 097,6	0,0	87,0	762 762,9	166 869,5	1 322,0	0,0	0,0	1 428 890,7	81 887,7	21 580,6	6 019,5	
2055	12 156,0	11 050,9	428 307,0	0,0	88,8	701 394,1	154 867,8	1 322,0	0,0	0,0	1 309 186,5	68 206,9	17 193,7	4 596,0	
2056	12 399,1	11 271,9	386 039,2	0,0	90,5	644 820,0	142 333,1	1 322,0	0,0	0,0	1 198 275,8	56 753,3	13 684,4	3 505,6	
2057	12 647,1	11 497,3	387 897,1	0,0	92,3	644 037,8	130 748,8	1 322,0	0,0	0,0	1 188 242,5	51 161,9	11 799,8	2 896,8	
Итого 2025-2057	309 452,6	281 320,5	20 953 680,7	1 806 412,0	2 259,5	29 326 157,2	7 954 604,1	43 035,2	6 007 900,1	0,0	66 684 821,9	19 220 416,7	12 925 892,6	9 530 116,8	

Приложение 19- Прогнозные отчисления в ликвидационный фонд по 2 варианту

Год	Годовая добыча нефти, тыс.тонн	Удельный норматив отчислений на ликвидацию последствий	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге	Индекс инфляции при Коэффициенте инфляции-5%	Отчисления в ликвидационный фонда с учетом Коэффициента инфляции (тыс.тенге)
2025	21,34	936,30	19 981,56	1,00	19 981,56
2026	21,11	936,30	19 765,61	1,02	20 160,93
2027	21,47	936,30	20 104,66	1,04	20 916,89
2028	21,78	936,30	20 393,73	1,06	21 641,99
2029	22,16	936,30	20 747,60	1,08	22 457,87
2030	22,11	936,30	20 698,94	1,10	22 853,30
2031	21,24	936,30	19 887,41	1,13	22 396,46
2032	20,85	936,30	19 519,72	1,15	22 422,02
2033	21,04	936,30	19 699,41	1,17	23 080,99
2034	23,00	936,30	21 538,06	1,20	25 739,97
2035	22,83	936,30	21 376,63	1,22	26 057,99
2036	21,92	936,30	20 520,38	1,24	25 514,52
2037	22,03	936,30	20 623,56	1,27	26 155,66
2038	22,12	936,30	20 706,38	1,29	26 785,91
2039	21,20	936,30	19 847,85	1,32	26 188,82
2040	21,36	936,30	20 001,63	1,35	26 919,56
2041	22,31	936,30	20 885,95	1,37	28 671,93
2042	21,31	936,30	19 951,67	1,40	27 937,15
2043	20,31	936,30	19 019,29	1,43	27 164,22
2044	19,37	936,30	18 137,77	1,46	26 423,31
2045	18,48	936,30	17 303,91	1,49	25 712,70
2046	17,64	936,30	16 514,74	1,52	25 030,83
2047	16,84	936,30	15 767,47	1,55	24 376,18
2048	15,92	936,30	14 907,31	1,58	23 507,33
Итого 2025-2048	499,74		467 901,22		588 098,09



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

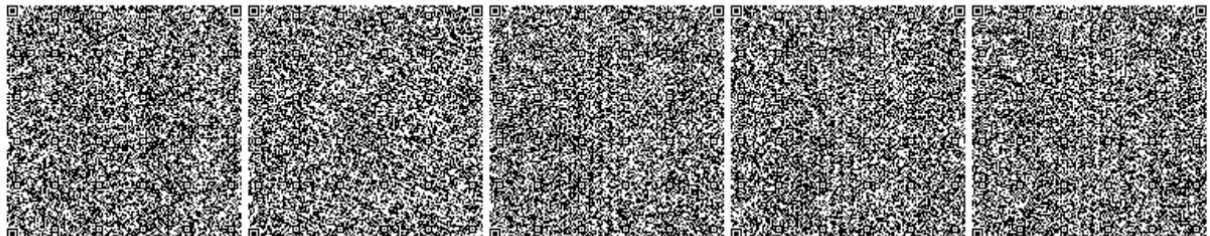
(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью 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 Құдайберген Берікұлы**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))**Дата первичной выдачи** **02.12.2009****Срок действия
лицензии****Место выдачи****г.Нур-Султан**

**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 "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)

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

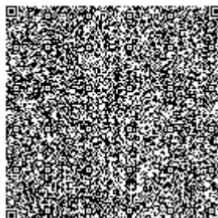
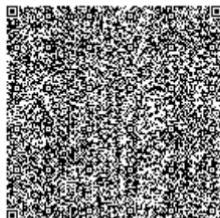
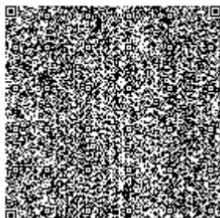
001

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»)

