

«О.С. Герштанский атындағы Мұнай және
газ жөніндегі ғылым-техника мен жобалау
институты» АҚ



АО «Научно-исследовательский
и проектный институт нефти и газа
имени О.С. Герштанского»

АО «НПИНефтегаз им. О.С. Герштанского»



**ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАТУРУН МОРСКОЙ
по состоянию на 01.04.2025 г.
Договор № КМ-1**

Генеральный директор,
канд. экон. наук

И.О. Герштанский

Заместитель генерального директора
по разработке

О.Ф. Асташкова


Директор департамента
разработки месторождений нефти и газа

Е.А. Мощенко


Актау, 2026

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ


Заместитель генерального директора
по разработке месторождений
нефти и газа

 О.Ф. Асташкова
(общее руководство)

Директор департамента
разработки месторождений нефти и газа

 Е.А. Мощенко
(п. 1, 3.1-3.4, 4.1, 4.3, 8, 9, 12)

Руководитель работы, ответственный исполнитель
руководитель направления
газовых и газоконденсатных месторождений
департамента разработки
месторождений нефти и газа

 К.Ю. Захарченко
(п. 1, 3.1-3.4, 4.3, 8, 9, 12)


Заместитель генерального директора
по геологии

 В.Э. Шефер
(п. 2.1-2.2, 2.5, 9, 11)

Заместитель генерального директора
по бурению, добыче и исследованиям

 Г.А. Белоножкин
(п. 7)


Директор департамента
геологии нефти и газа

 О.М. Курбанова
(п. 2.1-2.2, 2.5, 9, 11)


Директор департамента
контрактов и юридического
сопровождения

 М.А. Шагырбаева
(п. 3.5, 4.2, 5)

Директор департамента
охраны недр и окружающей среды

 Л.У. Ешбаева
(п. 10)

Директор департамента
научно-исследовательского
лабораторного центра

 С.В. Лозовая
(п. 2.3-2.4, 9)

Руководитель направления
промысловой геофизики
департамента геологии нефти и газа

 И.Е. Кушнир
(п. 2.2, 9)

Руководитель направления
исследований пластовой нефти и газа
научно-исследовательского лабораторного центра

 Л.Л. Алькина
(п. 2.3)


Руководитель направления техники и
технологии добычи нефти и газа
департамента добычи нефти и газа

 Л.Д. Арыстанбекова
(п. 6.1, 9)

Главный специалист
отдела оценки инвестиций
департамента контрактов
и юридического сопровождения

 Е.С. Пичикьян
(п. 3.5, 4.2, 5)

Ведущий специалист
отдела оценки инвестиций
департамента контрактов
и юридического сопровождения

 Ф.Д. Турнияз
(п. 3.5, 4.2, 5)

Ведущий специалист направления
исследований пластовой нефти и газа
Актауского отделения
научно-исследовательского лабораторного центра

 О.В. Кармаза
(п. 2.3, 9)


Руководитель направления
нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти
департамента добычи нефти и газа

 Ж.К. Бутантаева
(п. 6.2, 6.5)


Ведущий специалист
направления сбора, подготовки, транспорта
и химизации технологических процессов
и технологического моделирования
департамента добычи нефти и газа

 Д.В. Бабаев
(п. 3.5, 6.3-6.4)

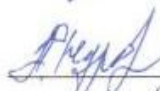
Старший научный сотрудник
Атырауского отделения
департамента добычи нефти и газа

 Е.У. Нургалиева
(п. 3.5, 6.3-6.4)

Руководитель Уральского отделения
департамента геологии нефти и газа

 Л.А. Лапшина
(п. 2.1-2.2, 11)


Старший научный сотрудник
департамента геологии нефти и газа

 А.Н. Сапенова
(п. 2.1-2.2, 2.5, 11)


Ведущий научный сотрудник
направления промысловой геофизики
департамента геологии нефти и газа

 М.Д. Таргинова
(п. 2.2, 9)

Руководитель направления
петрофизических исследований коллекторов
научно-исследовательского лабораторного центра

 А.Е. Саенко
(п. 2.2, 2.4)


Старший специалист
департамента добычи нефти и газа

 А.А. Нигметов
(п. 6.1)


Ведущий специалист направления
гидрохимии, аналитических исследований
и биотехнолог
научно-исследовательского лабораторного центра

 И.Ж. Баймухамбетова
(п. 2.3, 9)

Старший специалист
департамента бурения

 А.Ю. Кулиева
(п. 7)

Главный специалист департамента
охраны недр и окружающей среды

 З.Ж. Мурталиев
(п. 10)

Нормоконтролер

 К.Ю. Захарченко

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|-----|
| РЕФЕРАТ | 14 |
| ВВЕДЕНИЕ | 15 |
| 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ПРОЕКТНОГО ДОКУМЕНТА | 18 |
| 2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 20 |
| 2.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ | 20 |
| 2.1.1 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА | 20 |
| 2.1.2 ТЕКТНИКА | 23 |
| 2.1.3 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ | 26 |
| 2.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ТОЛЩИН, КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ (ГОРИЗОНТОВ) И ИХ НЕОДНОРОДНОСТИ | 38 |
| 2.3 ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И СОСТАВ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ | 56 |
| 2.3.1 СВОЙСТВА ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ | 56 |
| 2.3.2 СВОЙСТВА ДЕГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ | 63 |
| 2.3.3 КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ И СВОЙСТВА РАСТВОРЕННОГО ГАЗА | 68 |
| 2.3.4 КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ СВОБОДНОГО ГАЗА | 71 |
| 2.3.5 ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И СОСТАВ ПЛАСТОВЫХ ВОД | 72 |
| 2.4 ФИЗИКО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ | 76 |
| 2.5 ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА | 81 |
| 3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ | 86 |
| 3.1 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ, ХАРАКТЕРИСТИКА ИХ ПРОДУКТИВНОСТИ | 86 |
| 3.2 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ | 100 |
| 3.2.1 АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ ФОНДА СКВАЖИН, ИХ ТЕКУЩИХ ДЕБИТОВ, ОБВОДНЁННОСТИ И ПРИЁМИСТОСТИ СКВАЖИН | 100 |
| 3.2.2 ДИНАМИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ | 117 |
| 3.2.3 СОПОСТАВЛЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ | 125 |
| 3.2.4 ТЕКУЩЕЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ | 132 |
| 3.2.5 АНАЛИЗ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ | 136 |
| 3.2.6 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗУЕМОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ | 144 |
| 3.3 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ РАСЧЕТНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТОВ | 145 |
| 3.4 ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ И ВЫБОР РАСЧЕТНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ | 147 |
| 3.4.1 ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ | 147 |
| 3.4.2 ОБОСНОВАНИЕ РАСЧЁТНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ И ИХ ИСХОДНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ | 150 |
| 3.5 ОБОСНОВАНИЕ НОРМАТИВОВ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ПРИНЯТЫХ ДЛЯ РАСЧЕТОВ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ | 160 |
| 4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ | 165 |
| 4.1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ | 165 |
| 4.2 ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ | 171 |
| 4.2.1 ОСНОВНЫЕ ПОДХОДЫ И ДОПУЩЕНИЯ | 171 |



| | |
|--|-----|
| 4.2.2 КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ | 172 |
| 4.2.3 ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ | 172 |
| 4.2.4 НАЛОГИ И ОТЧИСЛЕНИЯ | 175 |
| 4.2.5 ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА | 177 |
| 4.3 АНАЛИЗ РАСЧЕТНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ (КИН) ИЗ НЕДР | 185 |
| 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ | 186 |
| 5.1 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ, ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМОГО К УТВЕРЖДЕНИЮ ВАРИАНТА | 186 |
| 5.2. УЧЕТ ВОЗМОЖНОСТИ И ПРЕДЛОЖЕНИЙ КАЗАХСТАНСКИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ РАБОТ, УСЛУГ, ТОВАРОВ | 190 |
| 6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА | 191 |
| 6.1 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМЫХ СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, УСТЬЕВОГО И ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН | 191 |
| 6.2 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ | 198 |
| 6.3 РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН | 205 |
| 6.4 РЕКОМЕНДАЦИИ К РАЗРАБОТКЕ ПРОГРАММЫ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ (УТИЛИЗАЦИИ) ГАЗА | 213 |
| 6.5 РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ ППД, КАЧЕСТВУ ИСПОЛЬЗУЕМОГО АГЕНТА | 216 |
| 7 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН | 219 |
| 7.1 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ | 219 |
| 7.2 РЕКОМЕНДАЦИИ К МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН | 222 |
| 8 ОБОСНОВАНИЯ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ | 226 |
| 9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ | 231 |
| 9.1 ВЫПОЛНЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ПРОЦЕССОМ РАЗРАБОТКИ | 231 |
| 10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ | 246 |
| 10.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ | 246 |
| 10.2 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЙОНА | 247 |
| 10.3 МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ОТРИЦАТЕЛЬНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРУ | 250 |
| 10.3.1 МЕРОПРИЯТИЯ НА ПЕРИОД НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ | 253 |
| 10.4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ И РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ | 255 |
| 10.5 ПРИРОДООХРАННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО СОХРАНЕНИЮ НЕДР | 258 |
| 10.6 МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ВРЕДНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ОТХОДОВ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ | 261 |



| | |
|--|------------|
| 10.7 МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ АКУСТИЧЕСКОГО, ВИБРАЦИОННОГО И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ | 263 |
| 10.8 РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ | 265 |
| 10.9 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ И РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ЗЕМЕЛЬНЫХ РЕСУРСОВ | 266 |
| 10.10 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ РАСТИТЕЛЬНОГО И ЖИВОТНОГО МИРА .. | 269 |
| 10.11 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ | 272 |
| 10.12 ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 274 |
| 11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ..... | 275 |
| 12 РАСЧЁТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ | 277 |
| ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ..... | 281 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | 298 |

СПИСОК РИСУНКОВ

| | |
|---|-----|
| Рисунок 1.1 – Обзорная карта района месторождения Каратурун Морской..... | 18 |
| Рис. 2.1.1 - Тектоническая схема..... | 24 |
| Рис. 2.2.1 Объем выполненных исследований ГИС за период 01.01.2021-2024 гг..... | 51 |
| Рис.2.2.2 - Оценка качества цементажа в скважинах..... | 52 |
| Рисунок 2.3.1.1 – Месторождение Каратурун Морской. Горизонт Ю-IV+V. Зависимость газосодержания от давления..... | 60 |
| Рисунок 2.3.1.2 – Месторождение Каратурун Морской. Горизонт Ю-IV+V. Зависимость объёмного коэффициента от давления..... | 60 |
| Рисунок 2.3.1.3 – Месторождение Каратурун Морской. Горизонт Ю-IV+V. Зависимость плотности пластовой нефти от давления..... | 60 |
| Рисунок 2.3.1.4 – Месторождение Каратурун Морской. Горизонт Ю-X, скв. 130. Зависимость газосодержания от давления..... | 62 |
| Рисунок 2.3.1.5 – Месторождение Каратурун Морской. Горизонт Ю-X, скв. 130. Зависимость объёмного коэффициента от давления..... | 62 |
| Рисунок 2.3.1.6 – Месторождение Каратурун Морской. Горизонт Ю-X, скв. 130. Зависимость плотности пластовой нефти от давления..... | 62 |
| Рисунок 3.1.1 – Индикаторные диаграммы по скважинам 32, 36, 102, 108, 110, 112, 116, 11887 | |
| Рисунок 3.1.2 – Индикаторные диаграммы по скважинам 120, 123, 132, КМ-1, Э-5, Э-6, Э-7, Э-9, Э-16..... | 88 |
| Рисунок 3.1.3 – Индикаторные диаграммы по скважинам Э-9..... | 89 |
| Рисунок 3.1.4 – Индикаторные диаграммы по скважинам Э-16..... | 89 |
| Рисунок 3.2.1 – Месторождение Каратурун Морской. I объект разработки (горизонты Ю-I и Ю-II). Динамика основных показателей разработки за период 2019-01.05.2024 гг. | 117 |
| Рисунок 3.2.2 – Месторождение Каратурун Морской. II объект разработки (горизонты Ю-IV и Ю-V). Динамика основных показателей разработки за период 2019-01.05.2024 гг..... | 119 |
| Рисунок 3.2.3 – Месторождение Каратурун Морской. III объект разработки (горизонты Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX и Ю-X). Динамика основных показателей разработки за период 2020-1.05.2024 гг. | 121 |
| Рисунок 3.2.4 – Месторождение Каратурун Морской. Динамика основных показателей разработки за период 2019-01.05.2024 гг. | 123 |
| Рисунок 3.2.5 – Месторождение Каратурун Морской. I объект разработки. Характеристика вытеснения нефти по методикам: а) Назарова С.Н.-Сипачева Н.В.; б) Сипачева Н.В.-Посевича А.Г.;..... | 139 |
| Рисунок 3.2.6 – Месторождение Каратурун Морской. II объект разработки. Характеристика вытеснения нефти по методикам: а) Назарова С.Н.-Сипачева Н.В.; б) Сипачева Н.В.-Посевича А.Г.; в) Максимова М.И.; г) Сазонова Б.Ф.; д) Пирвердяна А.М..... | 140 |
| Рисунок 3.2.7 – Месторождение Каратурун Морской. III объект разработки. Характеристика вытеснения нефти по методикам: а) Назарова С.Н.-Сипачева Н.В.; б) Сипачева Н.В.-Посевича А.Г.; в) Максимова М.И.; г) Сазонова Б.Ф.; д) Пирвердяна А.М..... | 141 |
| Рисунок 3.2.8 – Месторождение Каратурун Морской. I объект разработки. Характеристика вытеснения нефти по всем методикам и средние значения..... | 142 |
| Рисунок 3.2.9 – Месторождение Каратурун Морской. II объект разработки. Характеристика вытеснения нефти по всем методикам и средние значения..... | 142 |
| Рисунок 3.2.10 – Месторождение Каратурун Морской. III объект разработки. Характеристика вытеснения нефти по всем методикам и средние значения..... | 143 |

СПИСОК ТАБЛИЦ

| | |
|---|-----|
| Таблица 2.2.1 - Характеристика толщин пластов-коллекторов | 42 |
| Таблица 2.2.2 - Статистические показатели характеристик неоднородности | 45 |
| Таблица 2.2.3 – Характеристика отбора керна из отложений продуктивных горизонтов | 46 |
| Таблица 2.2.4 – Гранулометрический состав пород-коллекторов | 47 |
| Таблица 2.2.5 – Граничные значения параметров пород-коллекторов | 47 |
| Таблица 2.2.6 – Распределение проницаемости пород-коллекторов | 48 |
| Таблица 2.2.7 – Технологические параметры промывочной жидкости по скважинам | 50 |
| Таблица 2.2.8 – Результаты оценки цементажа эксплуатационных колонн | 52 |
| Таблица 2.2.9 – Характеристика емкостно-фильтрационных свойств и нефтегазонасыщенности | 53 |
| Таблица 2.3.1.1 – Месторождение Каратурун Морской. Свойства пластовой нефти по состоянию изученности на 01.04.2025 г. | 57 |
| Таблица 2.3.1.2 – Месторождение Каратурун Морской. Средние значения параметров пластовой нефти | 63 |
| Таблица 2.3.1.3 – Месторождение Каратурун Морской. Средние значения параметров пластовой нефти объектам разработки | 63 |
| Таблица 2.3.2.1 – Месторождение Каратурун Морской. Свойства дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.04.2025 г. | 65 |
| Таблица 2.3.2.2 – Месторождение Каратурун Морской. Средние параметры дегазированной нефти по состоянию на 01.04.2025 г. | 67 |
| Таблица 2.3.3.1 – Месторождение Каратурун Морской. Компонентный состав растворенного газа по состоянию изученности на 01.04.2025 г. | 69 |
| Таблица 2.3.3.2 – Месторождение Каратурун Морской. Усреднённые составы растворённого газа по состоянию на 01.04.2025 г. | 71 |
| Таблица 2.3.4.1 – Месторождение Каратурун Морской. Компонентный состав свободного газа | 72 |
| Таблица 2.3.5.1 – Содержание ионов и примесей в пластовой воде по состоянию на 01.04.2025 г. | 74 |
| Таблица 2.3.5.2 – Физико-химические показатели проб воды месторождения Каратурун Морской | 74 |
| Таблица 3.2.1 – Месторождение Каратурун Морской. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.04.2025 г. | 101 |
| Таблица 3.2.2 – Месторождение Каратурун Морской. Распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти и обводненности на 01.04.2025 г. | 116 |
| Таблица 3.2.3 – Месторождение Каратурун Морской. I объект разработки (горизонты Ю-I и Ю-II). Динамика основных показателей разработки за период 2019-01.05.2024 гг. | 118 |
| Таблица 3.2.4 – Месторождение Каратурун Морской. II объект разработки (горизонты Ю-IV и Ю-V). Динамика основных показателей разработки за период 2019-01.05.2024 гг. | 120 |
| Таблица 3.2.5 – Месторождение Каратурун Морской. III объект разработки (горизонты Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX и Ю-X). Динамика основных показателей разработки за период 2020-01.05.2024 гг. | 122 |
| Таблица 3.2.6 – Месторождение Каратурун Морской. Динамика основных показателей разработки за период 2019-01.05.2024 гг. В целом по месторождению. | 124 |
| Таблица 3.2.7 – Месторождение Каратурун Морской. I объект (горизонты Ю-I и Ю-II). Сравнение проектных и фактических показателей разработки за период 2021-01.05.2024 гг. | 129 |



| | |
|--|-----|
| Таблица 3.2.8 – Месторождение Каратурун Морской. II объект (горизонты Ю-IV и Ю-V). Сравнение проектных и фактических показателей разработки за период 2021-01.05.2024 гг. | 129 |
| Таблица 3.2.9 – Месторождение Каратурун Морской. III объект (горизонты Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX и Ю-X). Сравнение проектных и фактических показателей разработки за период 2021-01.05.2024 гг. | 130 |
| Таблица 3.2.10 – Месторождение Каратурун Морской. В целом по месторождению. Сравнение проектных и фактических показателей разработки за период 2021-01.05.2024 гг. | 131 |
| Таблица 3.2.11 – Месторождение Каратурун Морской. Результаты определения значений забойных и пластовых давлений путем пересчета динамического уровня | 132 |
| Таблица 3.2.12 – Месторождение Каратурун Морской. Результаты значений пластовых давлений приведенные к ВНК для построения карты изобар | 134 |
| Таблица 3.2.13 – Замеры забойных давлений в нагнетательной скважине 33 | 135 |
| Таблица 3.2.14 – Сведения о выработке запасов нефти по месторождению Каратурун Морской в целом и по объектам разработки по состоянию на 01.04.2025 г. | 136 |
| Таблица 3.2.15 – Месторождение Каратурун Морской. Определение вовлеченных запасов нефти по объектам. | 137 |
| Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики выделенных эксплуатационных объектов. | 149 |
| Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин. Месторождение Каратурун Морской. Возвратный объект. Вариант 1, 2, 3 | 167 |
| Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Месторождение Каратурун Морской. Возвратный объект. Вариант 1, 2, 3 | 167 |
| Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин. II объект разработки. Вариант 3 | 168 |
| Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект разработки. Вариант 3 | 168 |
| Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин. III объект разработки. Вариант 2, 3 | 169 |
| Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. III объект разработки. Вариант 2, 3 | 169 |
| Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин. Месторождение Каратурун Морской. В целом. Вариант 3 | 170 |
| Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Месторождение Каратурун Морской. В целом. Вариант 3 | 170 |
| Таблица 4.2.2 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 3 | 180 |
| Таблица 4.2.3 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 3 | 181 |
| Таблица 4.2.4 - Расчет затрат, включаемых в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 3 | 182 |
| Таблица 4.2.5 - Расчет налогооблагаемый дохода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 3 . | 183 |
| Таблица 4.2.6 - Расчет дохода Государства в ценах с учетом инфляции. Вариант 3 | 183 |
| Таблица 4.2.7 - Расчет чистой прибыли, в ценах с учетом инфляции. Вариант 3 | 184 |
| Таблица 4.2.8 - Расчет потоков денежной наличности, в ценах с учетом инфляции. Вариант 3 | 184 |
| Таблица 4.3.1 – Месторождение Каратурун Морской. Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов нефти и КИН с ранее утвержденными и числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых | 185 |

| | |
|--|-----|
| Таблица 5.1.1- Интегральные экономические показатели проекта | 189 |
| Таблица 8.1 – Месторождение Каратурун Морской. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Возвратный объект. Вариант 3 | 227 |
| Таблица 8.2 – Месторождение Каратурун Морской. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект. Вариант 3 | 228 |
| Таблица 8.3 – Месторождение Каратурун Морской. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. III объект. Вариант 3 | 229 |
| Таблица 8.4 – Месторождение Каратурун Морской. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. В целом. Вариант 3 | 230 |
| Таблица 9.1– Месторождение Каратурун Морской. Комплекс исследований по контролю за разработкой | 231 |
| Таблица 9.2 – Объем выполненных исследований и аппаратура проведенного ГИС по контролю за разработкой в обсаженных скважинах | 239 |
| Таблица 9.3- Выполнение рекомендованного комплекса геофизических исследований | 240 |
| Таблица 9.4 – Техническое состояние колонн, искусственного забоя, заколонного пространства | 241 |
| в добывающих скважинах месторождения Каратурун Морской за период с 01.01.2023г по 01.04.2025 г. | 241 |
| Таблица 9.5 - Виды и периодичность геофизических исследований скважин по контролю за разработкой | 244 |
| Таблица 12.1 - Расчет платежей за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов | 278 |
| Таблица 12.2 – Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд | 279 |
| Таблица 12.3 Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд по годам с учетом инфляции | 279 |

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

1. Месторождение Каратурун Морской. Структурная карта по отражающему горизонту V (подошва юры)
2. Месторождение Каратурун Морской. Структурная карта по отражающему горизонту IV
3. Месторождение Каратурун Морской. Структурная карта по отражающему горизонту III
4. Месторождение Каратурун Морской. Сейсмологический разрез по линии А) 125, Б) 490А, В) 500
5. Месторождение Каратурун Морской. Геолого-литологические профили по линиям I-I, II-II, III-III
6. Месторождение Каратурун Морской. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Пласт Ю-I-A
7. Месторождение Каратурун Морской. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Пласт Ю-I-B
8. Месторождение Каратурун Морской. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Пласт Ю-I-B
9. Месторождение Каратурун Морской. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Пласт Ю-II-A
10. Месторождение Каратурун Морской. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Пласт Ю-II-A
11. Месторождение Каратурун Морской. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Пласт Ю-III-A
12. Месторождение Каратурун Морской. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Пласт Ю-IV
13. Месторождение Каратурун Морской. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Пласт Ю-V
14. Месторождение Каратурун Морской. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Пласт Ю-VI
15. Месторождение Каратурун Морской. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Пласт Ю-VII-A
16. Месторождение Каратурун Морской. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Пласт Ю-VII-B
17. Месторождение Каратурун Морской. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Пласт Ю-VIII-A
18. Месторождение Каратурун Морской. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Пласт Ю-VIII-B
19. Месторождение Каратурун Морской. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Пласт Ю-IX
20. Месторождение Каратурун Морской. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Пласт Ю-X
21. Месторождение Каратурун Морской. Карта текущих отборов по состоянию на 01.04.2025 г. I объект (горизонт Ю-I, Ю-II)
22. Месторождение Каратурун Морской. Карта текущих отборов по состоянию на 01.04.2025 г. II объект (горизонт Ю-IV, Ю-V, Ю-VI)
23. Месторождение Каратурун Морской. Карта текущих отборов по состоянию на 01.04.2025 г. III объект (горизонт Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, X)
24. Месторождение Каратурун Морской. Карта накопленных отборов по состоянию на 01.04.2025 г. I объект (горизонт Ю-I, Ю-II)

25. Месторождение Каратурун Морской. Карта накопленных отборов по состоянию на 01.04.2025 г. II объект (горизонт Ю-IV, Ю-V, Ю-VI)
26. Месторождение Каратурун Морской. Карта накопленных отборов по состоянию на 01.04.2025 г. III объект (горизонт Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, X)
27. Месторождение Каратурун Морской. Карта изобар по состоянию на 01.04.2025 г. II объект (горизонт Ю-IV, Ю-V, Ю-VI)
28. Месторождение Каратурун Морской. Карта изобар по состоянию на 01.04.2025 г. III объект (горизонт Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, X)
29. Месторождение Каратурун Морской. Схема расположения проектных и пробуренных скважин по состоянию на 01.04.2025 г. I объект (горизонты Ю-I, Ю-II).
Варианты 1, 2, 3
30. Месторождение Каратурун Морской. Схема расположения проектных и пробуренных скважин по состоянию на 01.04.2025 г. II объект (горизонты Ю-IV, Ю-V, Ю-VI).
Вариант 1
31. Месторождение Каратурун Морской. Схема расположения проектных и пробуренных скважин по состоянию на 01.04.2025 г. II объект (горизонты Ю-IV, Ю-V, Ю-VI).
Вариант 2
32. Месторождение Каратурун Морской. Схема расположения проектных и пробуренных скважин по состоянию на 01.04.2025 г. II объект (горизонты Ю-IV, Ю-V, Ю-VI).
Вариант 3
33. Месторождение Каратурун Морской. Схема расположения проектных и пробуренных скважин по состоянию на 01.04.2025 г. III объект. (горизонты Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, X). Вариант 1
34. Месторождение Каратурун Морской. Схема расположения проектных и пробуренных скважин по состоянию на 01.04.2025 г. III объект. (горизонты Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, X). Вариант 2, 3

РЕФЕРАТ

Объект исследования – газонефтяное месторождение Каратурун Морской.

Недропользователь ТОО «Бузачи Нефть» владеет Контрактом за рег. № 793 от 2 ноября 2001 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Каратурун Морской (до 02.11.2026 г.).

Цель работы – обоснование и выбор рациональной системы разработки месторождения Каратурун Морской на основании «Пересчета запасов нефти и газа месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.», утвержденный ГКЗ РК.

В настоящей работе дана уточненная характеристика геологического строения месторождения и продуктивных горизонтов с учетом новых данных по бурению и исследованию скважин, проведены анализ текущего состояния разработки месторождения по состоянию на 01.04.2025 г. и обоснование выделения объектов разработки. В отчете рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, бурения и освоения скважин. Приведены мероприятия по контролю разработки, доразведки месторождения, охраны недр и окружающей среды, также посчитаны прогнозные технологические показатели.

Область применения – нефтепромысел месторождения Каратурун Морской.

ВВЕДЕНИЕ

Газонефтяное месторождение Каратурун Морской открыто в 1980 г.

Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов Каратурунской группы месторождений выполнен по состоянию на 01.07.1989 г. (Протокол ГКЗ ССР № 10811 от 16 марта 1990 г.) [4].

Проект разведки залежей нефти и газа в юрских и меловых отложениях на месторождении Каратурун Морской выполнен в 2005 г. [5]

Проект пробной эксплуатации (ППЭ) месторождения выполнен ТОО «Мунай Проект» и утвержден ЦКР РК 13.04.2007 г. (протокол №42). Выделен основной объект пробной эксплуатации, объединяющий горизонты Ю-IV и Ю-V и второстепенный (возвратный) объект – горизонты Ю-I, Ю-II. [6]

В 2008 г. АО «НИПИнефтегаз» был выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией ППЭ месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.11.08» и утверждён ЦКР РК (протокол №56 от 09.04.09), в котором уточнены проектные технологические показатели на 2009-2011 гг. (Протокол №56 от 09.04.09). [7]

В 2010 г. АО «НИПИнефтегаз» был выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией ППЭ месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.10.10» и утверждён ЦКР РК (протокол №4 от 14-15.12.2010 г.), в котором уточнены проектные технологические показатели на 2011-2012 гг. [8]

В 2012 г. АО «НИПИнефтегаз» был выполнен и представлен на ЦКРР РК отчет «Авторский надзор за реализацией ППЭ месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.10.2012 г.» утвержденный КГиН МИНТ РК (протокол №1704-179-И от 07.02.2013 г.), в котором уточнены проектные показатели на 2013 г. [9]

По решению ЦКРР РК (протокол №31 от 25.12.12), согласно письму КГиН МИИНТ РК №17 04 179М от 07.02.2013 г. отчёт был принят к сведению с продлением пробной эксплуатации до 01.07.2013 г.

С июля по октябрь 2013 г. месторождение было приостановлено, в связи с окончанием периода пробной эксплуатации.

В 2013 г. АО «НИПИнефтегаз» выполнил «Технологическую схему разработки месторождения Каратурун Морской», рассмотренный на ЦКРР РК (протокол №42/18 от 22.11.2013 г.) и принят КГиН МИНТ РК (№17-04-2352-И от 24.12.2013 г.) [10].

В 2016 г. выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Каратурун Морской», утвержденный в КГиН МИР РК 23.07.2017 г. (протокол № 27-5-210-И), в котором были

уточнены проектные технологические показатели разработки месторождения на 2016-2018 гг. [11]

В 2018 г. был выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2018 г.», утвержденный в КГиН МИР РК 03.07.2018 г. (протокол № 27-5-1034-И), в котором уточнены проектные технологические показатели разработки месторождения на 2019 г. [12]

В 2019 г. выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Каратурун Морской», утвержденный в КГиН МИР РК 01.07.2019 г. (протокол № 12-02/139), в котором были уточнены проектные технологические показатели разработки месторождения на 2019-2021 гг. [13]

В 2020 г. был утвержден ГКЗ РК «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и свободного газа месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2019 г.» (протокол № 2162-20-У от 27.02.2020 г.) [14]

В 2020 г. на основе Пересчета запасов был выполнен «Проект разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2020 г.», [15] согласованный на ЦКРР МЭ РК (протокол №04-16/11536 от 08.07.2021 г., на основании которого в настоящее время ведётся промышленная разработка месторождения и согласно которому на месторождении было выделено три объекта разработки:

- I объект – Ю-I и Ю-II горизонты;
- II объект – Ю-IV и Ю-V горизонты;
- III объект – Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X горизонты.

В 2022 г. АО «НИПИнефтегаз» был выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.10.2021 г.», в рамках которого были уточнены проектные технологические показатели разработки месторождения на 2022-2023 гг. (протокол № 04-0/4506-вн от 18.05.2022) [16].

В 2022 г. был выполнен «Прирост запасов нефти и газа месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.07.2021 г.» (протокол № 2453-22-У от 08.09.2022 г.) [17].

В 2023 г. был выполнен «Дополнение к проекту разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2023 г.». Протоколом ЦКРР РК (№47/12 от 25.01.2024 г.) были утверждены технологические показатели по рекомендуемому 2 варианту разработки на 2024 г. [18]

В 2024 г. был выполнен «Анализ разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2024 г.» Протоколом ЦКРР РК (№56/8 от 24.10.2024 г.) были утверждены технологические показатели на 2024-2026 гг.



В 2025 г. был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.», где протоколом ГКЗ РК (№ 2772) утверждены: КИН – 0,390 д.ед.; геологические запасы нефти – 5972 тыс.т, извлекаемые запасы нефти – 2327 тыс.т.

На основе данного «Пересчета запасов нефти месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.» составлена настоящая работа «Проект разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.».

Настоящий отчет составлен АО «НИПИнефтегаз» (Лицензия на проектирование за №12001939 от 17.04.2012 г.) в соответствии с техническим заданием Договора № КМ-1 от 02.05.2025 г. с ТОО «Бузачи Нефть». Структура, содержание и оформление отчёта соответствуют «Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» [1]. Все предлагаемые решения и последовательность их реализации соответствуют требованиям Кодекса «О недрах и недропользовании» (№125-VI ЗРК от 27.12.2017 г.) [2], «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» (№239 от 15.06.2018 г.) [3] и другой действующей нормативной документации Республики Казахстан.

Цель настоящей работы –выбор рациональной системы разработки месторождения на основе имеющихся фактических данных и анализа текущего состояния разработки на основании ПЗ 2025 г. , а также в связи с окончанием прогнозных показателей в 2026 г.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ПРОЕКТНОГО ДОКУМЕНТА

Газонефтяное месторождение Каратурун Морской расположено на севере полуострова Бузачи вблизи залива Комсомолец, на территории Мангистауской области, в 277 км к северу от г. Актау. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Шебир (35 км) и Каламкас (30 км), связанные с г. Актау асфальтированной дорогой. В морском порту города Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Каламкас – Актау, куда поступает нефть месторождений полуострова Бузачи. Магистральный нефтепровод Узень – Атырау – Самара расположен в 180 км от месторождения (см. рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 – Обзорная карта района месторождения Каратурун Морской

К западу и к юго-западу от месторождения находятся крупные разрабатываемые месторождения Каламкас (30 км), Северные Бузачи (50 км) и Каражанбас (60 км).

В орографическом отношении площадь представляет собой степь с многочисленными сорами, непроходимые для автотранспорта. Северная часть месторождения под воздействием нагонных ветров затопляется морем, что осложняет разбуривание и эксплуатацию месторождения.



Снабжение технической водой осуществляется за счет пластовых вод альб-сеноманского возраста из специально пробуренных скважин, источниками питьевой воды служат редкие малодебитные колодцы.

Климат района резко континентальный с большими сезонными колебаниями температуры воздуха и малым количеством осадков. Максимальная температура летом достигает плюс 45 °С, зимой – минус 30 °С.

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

На месторождении Каратурун Морской отложения от четвертичных до триасовых вскрыты на максимальную глубину 1750 м в скважине КМ-1.

Характеристика литологии и стратиграфическое расчленение разреза даны по комплексу ГИС и описанию керн и шлама.

Мезозойская группа (Mz) представлена отложениями нерасчлененной пермотриасовой, юрской и меловой систем.

Пермотриасовая система - РТ

Нерасчлененные пермотриасовые образования вскрыты значительным числом скважин. В литологическом отношении пермотриасовые отложения представлены толщей аргиллитов, алевролитов и песчаников. Песчаники коричневые, тонкомелкозернистые, крепкие, плотные, массивные, заглинизированные. Цемент глинисто-кальцитовый, порово-базального типа, цементация прочная. Аргиллиты красновато-коричневые, коричневые, однородные, плотные, массивные, средне крепкие, известковистые, алевролитистые, микрослюдистые. Алевролит вишнево-коричневый, глинистый, карбонатный, слюдистый, плотный, очень крепкий.

Максимальная вскрытая толщина пермотриасовых отложений составляет 534,7 м (скв. КМ-1).

Юрская система - J

Юрская система в пределах месторождения представлена средним отделом. Он распространен повсеместно и залегает с разрывом и стратиграфическим несогласием на триасовых отложениях. Нижняя граница юрских отложений проводится в основании песчаной пачки, сменяемой глинистым пластом триасового возраста. Верхняя граница также очень отчетлива и отбивается по смене песчано-алевритистых пород толщей алевролитисто-глинистых осадков мелового возраста.

Средний отдел (J₂) юры представлен нерасчлененной толщей байос-батского ярусов. Литологически он сложен неравномерным, местами ритмичным переслаиванием глин и песчано-алевролитовых пород. Вместе с тем на фоне частого чередования отдельных разностей прослеживаются пачки глин, песков и песчаников различной толщины (от 1 м до 20 м). Причем преобладание глин наблюдается в нижней части разреза.



Все породы юрской системы имеют окраску, изменяющуюся от светлой до черной. Характерной особенностью байос-батских отложений является присутствие обугленной растительной органики в виде рассеянного детрита, отдельных растительных остатков и тонких углистых прослоев.

К юрским отложениям приурочены залежи углеводородов от Ю-I до Ю-X горизонтов.

Вскрытая минимальная толщина отмечается в скважине 30 и составляет 302,1 м. Максимальная вскрытая толщина юрских отложений достигает 364,6 м в скважине 31.

Меловая система - К

Отложения меловой системы представлены обоими отделами: нижним - терригенным и верхним - терригенно-карбонатным. В меловых отложениях на основании литологических особенностей пород, палеонтологических определений и промыслово-геофизических кривых выделяются берриас-валанжинский, готеривский, барремский, аптский и альбский ярусы нижнего отдела, а также сеноманский и туронский ярусы верхнего отдела.

Отложения нижнего мела (K_1) представлены валанжинским, готеривским, барремским ярусами в составе неокомского надъяруса, аптским и альбским ярусами.

Нижнемеловые отложения со стратиграфическим несогласием и размывом разной степени перекрывают породы юры. Эти образования сложены в основном морскими, преимущественно терригенными породами за исключением пестроцветных субконтинентальных терригенных пород кугуссинской свиты, датируемой как верхний готерив-баррем.

Неокомский надъярус - K_{1nc}

Валанжинский ярус - K_{1v}

Валанжинский ярус представлен неравномерным переслаиванием алевролитов, глин и известняков, с преобладанием алевролитов. В нижней части, как правило, наблюдаются алевролиты или доломитизированные, микро тонкозернистые и органогенно-детритовые известняки с прослоями глин, а в верхней - темно-серые глины с пластами алевролитов и с прослоями глинистых известняков или мергелей. В наиболее приподнятых частях структуры разрез берриас-валанжина сложен маломощным пластом алевролитов с прослоями глин и известняков, а в основании яруса залегает базальный пласт песчанистого конгломерата.

Готеривский ярус - K_{1g}

Отложения готерива с размывом перекрывают породы берриас-валанжина, которые постепенно переходят в пестроцветные осадки кугуссинской свиты. При этом наблюдается преобладание глин и мергелей в нижней и средней частях разреза.

Породы нижнего готерива выражены мелководными морскими осадками и представлены, в основном, глинами с прослоями алевролитов и зеленовато-серых мергелей. Верхняя часть готерива представлена горизонтом песков с редкими прослоями глин и алевролитов.

Породы от серых, зеленовато-серых до пестроцветных в верхнем готериве. Неравномерное освещение разреза керновым материалом и отсутствие ископаемых остатков позволяет предположительное выделение верхнего готерива и проведение верхней границы готерива по кровле песчаного горизонта по аналогии с Эмбинским районом.

Барремский ярус - K_{1br}

Барремский ярус выделяется по литолого-каротажной характеристике. Сложен неравномерным переслаиванием пестроцветных глин и песчаников толщиной от 2 до 15 м. Редко отмечаются маломощные пласты и прослои песчаников. Породы коричневого, серовато-красноватого, красновато-коричневого, зеленовато светло-серого цвета. В глинах часто наблюдаются включения мергельных стяжений.

Толщина неокотских отложений варьирует от 167,3 м (скв. 34) до 194,6 м (скв. Э-3).

Аптский ярус - K_{1a}

Полный объем яруса выделяется с помощью промыслово-геофизических данных и сопоставлений с разрезом аптского яруса соседних площадей.

Отложения аптского яруса с угловым несогласием перекрывают пестроцветные породы баррема. В подошве апта залегает базальный горизонт, состоящий из песчано-алевритовых осадков с включениями гравия и желваков фосфоритов. Выше по горизонту залегает толща темно-серых почти черных глин однородных, слюдистых, жирных на ощупь. Глины не известковистые, местами слабо известковистые, с включениями пирита, гнезд зерен глауконита, обломков раковин пелеципод и гастропод. В верхней половине разреза апта, наряду с аналогичными черными глинами наблюдается развитие алевролитов, образующих частое тонкое чередование с глинами. Прослой песчаника приурочены к верхней части разреза.

Толщина отложений аптского яруса изменяется от 116,1 м (скв. 18) до 137,1 м (скв. 34).



Альбский ярус - K_{1al}

Альбский ярус освещен незначительным количеством фауны и выделяется в основном по промыслово-геофизическим данным и положению в разрезе. Отложения альбского яруса сложены неравномерным переслаиванием глин и алевролитов с преобладанием глин в нижней части разреза. В средней и верхней частях разреза встречаются пачки песков и песчаников. Толщина альбских отложений варьирует в пределах 340,1 м (скв.Э-5) - 358 м (скв.30).

Отложения верхнего мела (K_2) представлены сеноманским и сенон-туронским ярусами.

Сеноманский ярус - K_{2s}

Разрез сеноманского яруса начинается базальным горизонтом алевролитов, над которым прослеживается глинистая толща с прослоями песчано-алевритовых пород.

Толщина отложений сеноманского яруса 68,3 (скв. 117) - 81,1 м (скв. 22).

Сенон-туронский ярус - K_{2s+t}

Сенон-туронские отложения представлены переслаиванием мергелей, мела, известняков с редкими прослоями глин. Подошва туронского яруса отбивается по смене терригенных пород глинисто-карбонатными, характеризующимися повышенными значениями и высокой карбонатностью. Вскрытая толщина этих отложений от 149,1 м (скв. 132) до 188,1 м (скв. Э-3).

Кайнозойская группа (Kz) представлена отложениями четвертичной системы.

Четвертичная система - Q

Отложения небольшой толщины (2-3 м) повсеместно перекрывают осадки верхнего мела и представлены суглинками и супесями.

2.1.2 Тектоника

Месторождение Каратурун Морской в тектоническом отношении расположено в пределах Бузачинского свода, являющегося крупным тектоническим элементом в составе Северо-Устуртской системы прогибов и поднятий (рис. 2.1.1).

Северо-Бузачинский свод – крупный структурный элемент, границы которого достаточно достоверно установлены в южной и восточной частях, где с юга, соответственно, примыкает Южно-Бузачинская впадина, отделяющая Южно-Бузачинский свод от Тюбкараганской мегантиклинали, далее Кызан-Токубайский вал и на востоке граничит с Култуковской моноклиной. Северное и западное окончания свода принимаются условно и проведены за пределами границы прилегающей акватории Каспийского моря.



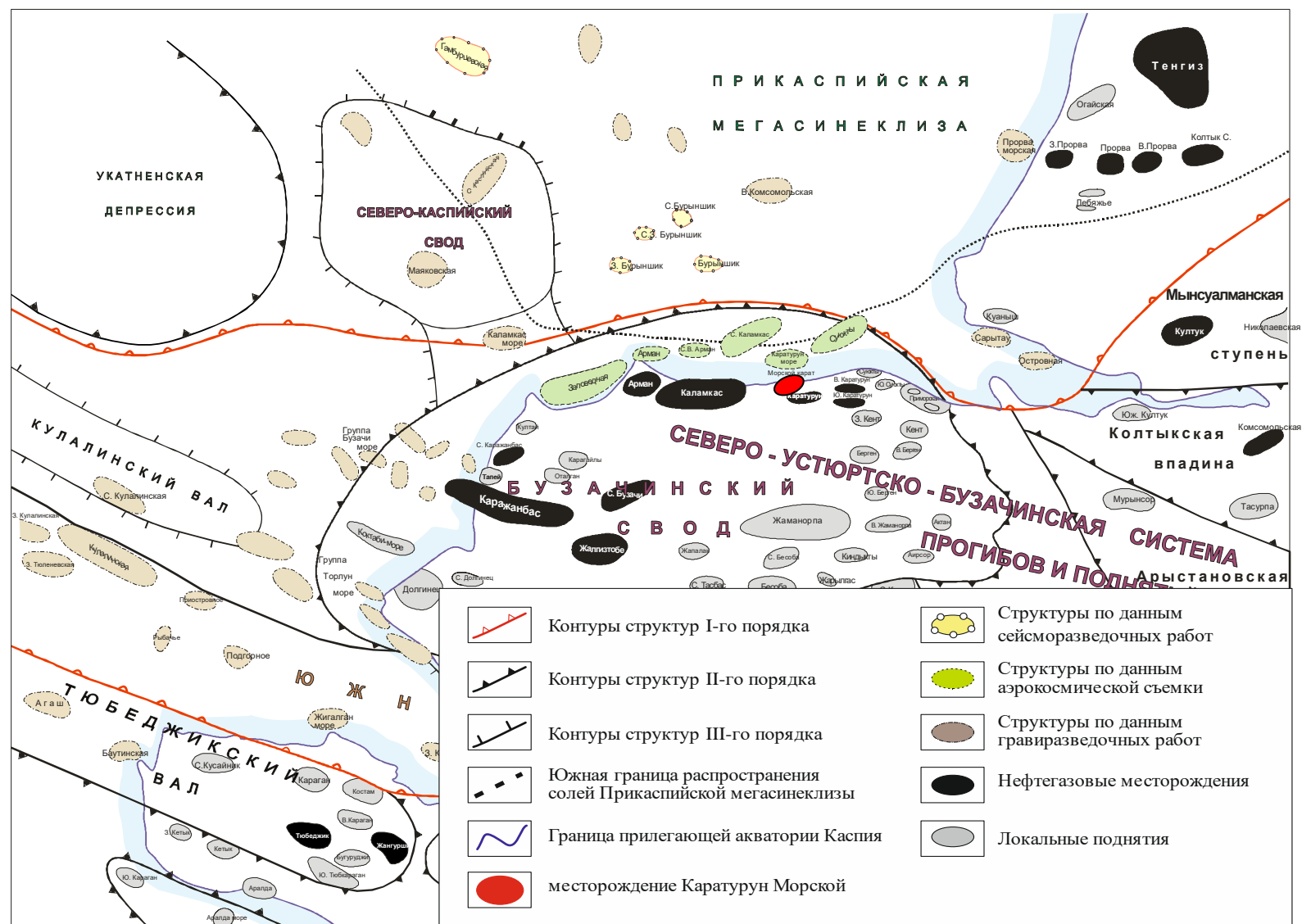


Рис. 2.1.1 - Тектоническая схема

В 2006 г. компанией ТОО «PGD Services» были выполнены работы по ранее проведенным геолого-геофизическим исследованиям 2Д на территории Каратурунской группы поднятий [5].

Предусматривалось выполнить структурные построения по четырем отражающим горизонтам: Па, III, IV и V. Но учитывая, что в северо-восточной части рассматриваемой территории происходит наращивание толщин юрских и верхнетриасовых отложений и появляются пачки келловейских и верхнетриасовых отложений, дополнительно проведена корреляция по отражающим горизонтам IIIa и T₃. В общей сложности выполнены структурные построения по следующим опорным отражающим горизонтам: Па (подошва апта), III (подошва неокома), IIIa (подошва келловей), IV (условный горизонт в бат-байоссе), V (подошва юры) и T₃ (подошва верхнего триаса).

Месторождение Каратурун Морской расположено на западе рассматриваемой территории. Здесь нефтегазоносность установлена в 10-ти горизонтах. Все горизонты находятся в нерасчлененных отложениях бат-байоса средней юры (Jbt+b – Ю-I-Ю-X).

Полученные структурные карты послужили основой структурных построений в подсчете запасов 2018 г. месторождения Каратурун Морской [9].

В этом же 2018 г. компанией ТОО «Сейсмические Геофизические услуги» были выполнены работы по переобработке и переинтерпретации геолого-геофизических данных 2Д [11]. На основе сейсморазведочных данных 2006 г. выполнена структурная интерпретация с целью уточнения геологического строения рассматриваемой площади по юрско-меловому комплексу отложений, с привязкой отражающих горизонтов к геологическим данным на основе интерпретации материалов ГИС. Выполнены структурные построения по четырем опорным отражающим горизонтам: Па (подошва аптских отложений), III (подошва неокома), IV (предположительно граница бат-байоса) и V (подошва юры). Эти структурные построения послужили основой в приросте запасов нефти и газа месторождения Каратурун Морской.

В 2022 году компанией ТОО «Сейсмические Геофизические Услуги» было выполнено отчет о результатах переобработки и комплексной структурно-динамической интерпретации сейсмических данных 2Д и 3Д по контрактным территориям ТОО «Бузачи Нефть». Переобработка сейсморазведочных материалов и их интерпретация проводилась в Вычислительном Центре ТОО «Сейсмические геофизические услуги». По результатам построены структурные карты по 8 отражающим горизонтам: II (кровля апта), Па (подошва апта), III (подошва неокома), IIIa (подошва келловей), IV (условный горизонт в бат-байоссе), V (подошва юры), V2 (подошва верхнего триаса), и В(Б) (поверхность палеозойских отложений). Эти карты легли в основу структурных построений последнего пересчета



запасов 2025 г [12].

Структура Каратурун Морской по подошве юрских отложений (V ОГ) тектоническим нарушением F_2 северо-восточного простирания разделен на два блока: опущенный северо-западный, в пределах изогипсы – 1320 м имеет два небольших поднятия с размерами 2,5 х 3,3 км и амплитуду 60 м и 2 х 1,5 км и амплитуду 40 м с минимальной отметкой в своде - 1260 м и юго-восточный приподнятый продуктивный блок (месторождение Каратурун Морской). Структура в этом блоке находится в районе пересечения сейсмопрофилей 125, 490а и 500 и представлена в виде брахиантиклинали, ограниченной вышеприведенным разрывным нарушением F_2 (граф. прил. 1). Размеры структуры по изогипсе -1240 м составляют 4,5 х 2,5 км при амплитуде поднятия 40 м. Сводовая часть структуры в этом блоке вырисовывается с минимальной отметкой в своде -1200 м.

По IV отражающему горизонту (условно стратифицируемому с бат-байосскими отложениями) структура также представляет собой брахиантиклиналь субширотного простирания и находится в районе пересечения сейсмопрофилей 125, 490 а и 500 с минимальной отметкой в своде равно - 1060 м, Размеры структуры по замкнутой изогипсе - 1090 м составляют 3,2 х 2 км, с амплитудой более 20 м (граф. прил. 2).

По III отражающему горизонту, приуроченному к подошве неокотских отложений, структура Каратурун Морской не претерпела изменений и осталась прежней в виде структурного носа (граф. прил. 3), как и в работе [12] и прослеживается далее к северо-востоку от структуры Каратурун Морской.

Как ранее упоминалось, структурные построения последней работы [12], базировались на новых картах, полученных в результате переобработки и переинтерпретации сейсмических данных в 2022 г.

За основу для построений структурных карт по кровлям коллекторов Ю-I и Ю-II горизонтов взята карта по III отражающему горизонту, для Ю-III–Ю-VIII продуктивных горизонтов - по IV отражающему горизонту. По Ю-IX и Ю-X горизонтам для структурных построений использована карта по V отражающему горизонту.

2.1.3 Нефтегазоносность

По нефтегеологическому районированию Северо-Бузачинский свод, в пределах которого расположено газонефтяное месторождение Каратурун Морской, относится к Бузачинско-Северустюртской нефтегазоносной области, Северо-Каспийской нефтегазоносной провинции.



Нефтегазоносность месторождения Каратурун Морской установлена в 1980 году получением в скважине 18 из интервала 988-997 м (Ю-V продуктивный горизонт) фонтанного притока нефти дебитом $98 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 9 мм штуцере.

В пределах юрского разреза выделено 10 продуктивных горизонтов (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX и X), которые приурочены к бат-байосскому ярусу. Горизонты Ю-II, Ю-III, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII и IX разделены на пласты А и Б, в которых пласт А содержит как нефтяные, так и газовые коллектора, а пласт Б - водонасыщенные, за исключением пластов Ю-VI-Б, Ю-VII-Б и Ю-VIII-Б, которые также являются нефтеносными. Горизонт Ю-I содержит три пласта: Ю-I-А, Ю-I-Б и Ю-I-В. Продуктивные пласты Ю-I-А, Ю-I-Б, Ю-I-В, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI-А, Ю-VI-Б, Ю-VII-А, Ю-VII-Б, Ю-VIII-А, Ю-VIII-Б, Ю-IX и Ю-X содержат нефтяные залежи, пласт Ю-II-А - нефтяную залежь с небольшой газовой шапкой и пласт Ю-III-А - газовую залежь с нефтяной оторочкой. Общая толщина продуктивной толщи составляет около 250 м. Залежи в структурном плане имеют унаследованное строение.

За период после работы [12] новых скважин пробурено не было.

В продуктивном горизонте Ю-I содержится три нефтяных пласта: Ю-I-А, Ю-I-Б и Ю-I-В.

Пласт Ю-I-А. Продуктивность пласта Ю-I-А доказана опробованием скважин 18, 22, 132 и 133.

В пределах пласта выделяется три нефтяных линзообразных залежи, продуктивность которых доказана опробованием скважин 18, 22 и 132, 133.

Пласт довольно четко выражен по площади, вскрыт всеми скважинами, однако в большинстве скважин коллектора замещены непроницаемыми породами, исключение составляют скважины 18, 22, 103, 107, 109, 110, 114, 123, 131, 132 и 133. Из них скважины 18, 22, 131, 132 и 133 вскрывают нефтенасыщенные коллектора, а 107, 109, 110, 114, 123 - водонасыщенные (граф. прил.6).

Наиболее низкорасположенный нефтенасыщенный коллектор фиксируется на глубине -910,5 м в скважине 133, кровля воды на той же отметке.

В скважине 132 при совместном освоении с пластом Ю-II-А в интервале перфорации 886,4-887,6 м (-907,7-908,9 м) был получен приток нефти с водой дебитами $25,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $10,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ соответственно. Также в скважине 133 также при совместном опробовании с нижележащим Ю-II-А горизонтом был получен приток нефти с водой дебитами $112,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $15,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ соответственно.

ВНК по данной залежи принят на отметке -910,5 м (прямой раздел нефть-вода в скважине 133).



По типу природного резервуара залежи являются пластовыми сводовыми, литологически экранированными. Размеры залежи в районе скважины 18 составляют $0,295 \times 0,17$ км. Площадь нефтеносности 39 тыс. м², высота 6,4 м. В районе скважины 22 - размеры $0,154 \times 0,13$ км, площадь 15 тыс. м², высота 4,5 м. В районе скважин 131, 132, 133 размеры составляют $1,29 \times 0,27$ км, площадь 481 тыс. м², высота 7 м.

Пласт Ю-I-B

В пределах пласта выделяются 2 нефтяные залежи.

По результатам интерпретации материалов ГИС 6 скважин вскрывают нефтенасыщенные коллектора, в 8 скважинах разрез заглинизирован, в остальных скважинах выделяются водонасыщенные коллектора (граф. прил 7).

Первая залежь выявлена по результатам интерпретации материалов ГИС скважин ЭР-19, 103, 121, 122 и 131. В скважине ЭР-19 подошва нефтенасыщенного коллектора отбивается на глубине -917,5 м. В скважинах 122, 131, 103 и 121 подошва нефтенасыщенного коллектора фиксируется на отметках -914,3 м, -917 м, -918,9 м и -920,8 м соответственно. Положение ВНК принято в диапазоне от -914,3 м до -920,8 м.

Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная в районе скважин 36 и ЭР-18. Площадь нефтеносности равна 322 тыс. м². Размеры залежи $0,99 \times 0,6$ км, высота составляет 12,6 м.

Вторая залежь выявлена в районе скважины 125. По материалам интерпретации ГИС в скважине выделен нефтенасыщенный пласт-коллектор толщиной 2,5 м. ВНК принят по подошве этого коллектора на отметке -925 м. Залежь пластовая, сводовая. Размеры залежи $0,2 \times 0,18$ км, площадь 27 тыс. м². Высота залежи 2,5 м.

Пласт Ю-I-B

Продуктивность нефтяной залежи, приуроченной к пласту Ю-I-B, предполагается по материалам промыслово-геофизических исследований.

В пределах залежи пробурены скважины 37, Э-9, Э-13, ЭР-17 и ЭР-19. Скважины 37, Э-9, ЭР-17 и ЭР-19 вскрыли чисто нефтяную часть залежи, а скважина Э-13 водонефтяную. В остальных скважинах, по материалам интерпретации ГИС, разрез представлен водонасыщенными коллекторами или непроницаемыми породами (граф. прил.8).

В скважинах 37, ЭР-17, ЭР-19 и Э-9 подошва нефтенасыщенного коллектора фиксируется на отметках -924,5 м, -927,4 м, -927,7 м и -930 м соответственно.

Самая низкая отметка нефтенасыщенного коллектора -930 м в скважине Э-9, самая высокая кровля воды - на отметке -930,1 м в скважине Э-13. Водонефтяной контакт принят на отметке -930 м.



Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная. Площадь нефтеносности составляет 144 тыс. м², размеры - 0,5*0,3 км, высота залежи 6,1 м.

К продуктивному горизонту Ю-II приурочены два пласта Ю-II-A и Ю-II-B. К верхнему пласту **Ю-II-A** приурочена газонефтяная залежь, нижний пласт является водоносным.

Из 71 скважины, вскрывшей горизонт Ю-II-A, 5 скважин (22, 32, 37, Э-5, ЭР-19) вскрыли газонасыщенные по ГИС пласты-коллекторы до максимальной отметки -939,2 м, в 6 скважинах (36, Э-10, Э-13, ЭР-18, 104 и ЭР-17) выделены газонефтенасыщенные пласты, нефтенасыщенный по ГИС коллектор выделен лишь в двух скважинах Э-11 и 121, в разрезе 10 скважин (35, Э-4, Э-6, Э-8, 112, 120, 122, 127, 131 и 132) присутствуют нефтегазоводонасыщенные пласты, 25 скважин вскрыли нефтеводонасыщенные пласты-коллекторы, 18 скважин попали в водонасыщенную часть пласта и в 3 скважинах (33, 117, 118) горизонт заглинизирован (граф. прил.9).

Нефтяная залежь с газовой шапкой была подтверждена результатами опробования скважин 18 и 22, из которых получены притоки газа (скв. 22 - дебит 75 тыс. м³/сут) и нефти (скв. 18 - дебит 2,1 м³/сут).

Кроме того, как уже было упомянуто выше, при совместном опробовании с горизонтом Ю-I-A скважин 132 и 133 в интервале перфорации 916,8-919,3 м (-938,1-940,6 м) и 918,6-921,1 м (-939,7-942,2 м) были получены притоки нефти. Дебит скважины 132 составил 25,5 м³/сут при обводненности 29%, а скважины 133 - 112,2 м³/сут с обводненностью 12%.

ВНК по залежи принят колеблющимся от -941,3 м до -946,5 м, что соответствует кровле водонасыщенного и подошве нефтенасыщенного пластов-коллекторов по скважинам 35 и 128, соответственно.

Газонефтяная залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная в районе скважины 33. Площадь нефтяной части залежи равна 2266 тыс. м², площадь газовой части - 1021 тыс. м². Размеры залежи 3,0*1,8 км, высота газовой шапки 5,4 м, нефтяной части - 7,5 м.

Ю-III продуктивный горизонт аналогично вышележащему состоит из двух пластов - Ю-III-A и Ю-III-B. К верхнему пласту приурочена залежь газа с нефтяной оторочкой, нижний пласт является водоносным.

Пласт Ю-III-A

Продуктивность нефтегазовой залежи, с небольшой нефтяной оторочкой, доказана опробованием скважин 18 и 22, из которых получены притоки газа дебитом 67 тыс. м³/сут при 9 мм штуцере и 38 тыс. м³/сут при 7 мм штуцере соответственно.



По данным материалов ГИС остальные скважины вскрывают как газо-, газонефте-, газонефтеводонасыщенные, так и водонасыщенные коллекторы, за исключением скважины 31, разрез в которой заглинизирован (граф. прил.10).

Самая высокая кровля водонасыщенного коллектора находится в скважине 115 на отметке -971,2 м, самая низкая отметка нефтенасыщенного пласта фиксируется до глубины - 979 м в скважине 121. Положение ВНК принято в диапазоне отметок от -971,2 м на востоке до -979 м на севере. ГНК принят на отметке -971 м по подошве самых низких газонасыщенных коллекторов в ряде скважин.

По типу природного резервуара залежь является пластовой, сводовой. Площадь газоносности составляет 2353 тыс. м², площадь нефтеносности – 6676 тыс. м². Размеры залежи составляют 3,2*1,7 км. Высота газовой части 11,2 м, высота нефтяной оторочки достигает 8 м.

Горизонт Ю-IV

К горизонту Ю-IV приурочена нефтяная залежь.

Большинство скважин, проходящих этот горизонт, вскрывают нефте-, нефтеводонасыщенные и водонасыщенные коллектора, исключение составляют две скважины: 21 и КМ-10, которые попадают в зону отсутствия коллекторов (граф. прил.11).

Нефтяная залежь установлена по результатам интерпретации ГИС и доказана данными опробования скважин 18 и 22, где получены промышленные притоки нефти дебитом 23 м³/сут и 7,5 м³/сут соответственно, в дальнейшем подтверждена результатами освоения скважин 34, Э-1, Э-4, Э-5, Э-7, Э-8, Э-9, Э-12 и Э-14, в которых горизонты Ю-IV и Ю-V разрабатываются совместно, так как они являются единым объектом разработки.

Также, совместное освоение Ю-IV горизонта с нижележащим Ю-V проведено в скважинах Э-15, 109, 110, 111, 112, 114, 116, 120, 122, 127, 128 и 131, в которых получены притоки нефти с водой разной степени интенсивности, полученные дебиты нефти варьируют от 4,7 м³/сут (скв. 111) до 35,6 м³/сут (скв. 127).

ВНК по залежи принят на отметках от -1000,5 м (кровля водонасыщенного пласта в скважине 104) до -1006,6 м (подошва нефтенасыщенного пласта в скважине 134).

В скважинах 34, 37, 118, 120, 122, 126, 127 выделяются коллекторы, обводненные в процессе разработки месторождения, толщина которых учитывается при построении карт эффективных нефтенасыщенных толщин.

Нефтяная залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная в районе скважины 21. Площадь нефтеносности равна 2350 тыс. м². Залежь имеет размеры 2,5*1,4 км, высота – 15,9 м.

Горизонт Ю-V



К горизонту Ю-V приурочена залежь нефти.

Продуктивность горизонта доказана опробованием скважин 18 и 22, в которых были получены притоки нефти дебитами 75 м³/сут и 72,2 м³/сут на 7 мм штуцере до отметок -1020,1 м и -1022,4 м соответственно. Все пробуренные скважины вскрыли нефтеводонасыщенные коллекторы, кроме скважин 23, 124, 132 и КМ-10, которые по материалам промыслово-геофизических исследований, попали в водонасыщенную часть (граф. прил.12).

Как было описано выше (для горизонта Ю-IV), в скважинах Э-15, 109, 110, 111, 112, 114, 116, 120, 122, 127, 128, 129 и 131 при совместном испытании IV и V горизонтов были получены притоки нефти с водой различной степени обводненности.

В скважине 108 было произведено самостоятельное освоение Ю-V горизонта в интервалах 998,2-999,4 м (-1018,3-1019,5 м), 1000,5-1001,4 м (-1020,6-1021,5 м), 1002,7-1003,5 м (-1022,8-1023,6 м), при этом был получен приток нефти с водой дебитами 10,5 м³/сут и 24,5 м³/сут соответственно. Также, самостоятельное освоение данного горизонта было проведено в скважинах 113, 118, 126, результатами которых явились притоки нефти с водой различной степени интенсивности, дебиты нефти составили 6,05 м³/сут, 8,5 м³/сут, 7,6 м³/сут соответственно.

Следует отметить, что в ряде скважин (101, 104, 105, 110, 118, 120, 122, 126, 131) выделяются обводненные в процессе разработки коллектора, толщина которых учитывается при построении карт эффективных нефтенасыщенных толщин.

В скважине 121 нефтенасыщенные по ГИС пласты-коллекторы выделяются до глубины -1029,3 м, самая высокая отметка кровли водонасыщенного пласта фиксируется в скважине 35 и составляет -1021,7 м. Положение водонефтяного контакта принято в диапазоне отметок -1021,7-1029,3 м.

Нефтяная залежь пластовая, подстилаемая водой. Площадь нефтеносности равна 3623 тыс. м². Размеры залежи составляют 3,3*1,7 км, высота - 22 м.

Горизонт Ю-VI

В продуктивном горизонте прослеживается два пласта Ю-VI-A и Ю-VI-B. К обоим пластам приурочены нефтяные залежи.

Пласт Ю-VI-A

По пласту Ю-VI-A выделяются две залежи: первая, расположенная в северо-западной части месторождения (район скважин Э-10 и 102), и вторая, находящаяся в восточной части (район скважин 109 и 111) (граф. прил.13).

Продуктивные пласты-коллекторы в скважинах первой залежи (район скважин Э-10 и 102), выделены по данным материалов ГИС и вскрыты до отметок -1042,6 м, -1042,7 м, -



1045,3 м (скв. 102, ЭР-19, 121 соответственно). Кровля воды начинается на глубине -1038,1 м в скважине 37. ВНК первой залежи варьирует в диапазоне изменений от -1038,1 м (кровля самого высокого водонасыщенного пласта в скважине 37) до -1045,3 м (подошва самого низкого нефтенасыщенного коллектора в скважине 121).

Залежь пластовая сводовая. Размеры ее составляют 0,8*0,61 км, высота - порядка 8,6 м. Площадь нефтеносности равна 359 тыс. м².

Продуктивность второй залежи (район скважин 109, 111) установлена по материалам промыслово-геофизических исследований, а также подтверждена освоением скважин 123 и 125.

В скважине 123 при совместном освоении с нижележащим пластом Ю-VI-Б в интервале перфорации 1021,2-1023,4 м (-1041,9-1044,1 м) был получен приток нефти дебитом 7,9 м³/сут с обводненностью 85%.

Наиболее низкая отметка нефтенасыщенного по ГИС коллектора фиксируется на глубине -1044,2 м в скважине 123, а в скважине 130 раздел нефть-вода отбивается на отметке -1038,6 м. Таким образом, ВНК был принят в диапазоне от -1038,6 м до -1044,2 м.

Залежь пластовая сводовая. Размеры ее составляют 0,8*0,6 км, высота - порядка 8,4 м. Площадь нефтеносности равна 294 тыс. м².

Пласт Ю-VI-Б

По данному пласту также, как и по пласту Ю-VI-А, выделяются две залежи: первая, находящаяся на западе, в районе скважин Э-10 и ЭР-18, вторая – на востоке, в районе скважин 109, 110 и 111 (граф. прил. 14).

Продуктивность первой залежи предполагается по материалам промыслово-геофизических исследований.

Подошва нефтенасыщенного пласта, точнее раздел нефть-вода, отбивается в скважине ЭР-18 на отметке -1048,2 м. Кровля водонасыщенного коллектора фиксируется в скважине ЭР-19 на глубине -1046,4 м. Водонефтяной контакт для этой залежи принят на отметках от -1046,4 м до -1048,2 м.

Залежь водоплавающая, литологически ограниченная в районе скважины ЭР-17. Размеры составляют 0,47*0,40 км, площадь нефтеносности 130 тыс. м², высота залежи 4,6 м.

Продуктивность второй залежи подтверждается получением притока нефти с водой в интервалах 1026,2-1026,8 м (-1046,9-1047,5 м), 1028,2-1029,2 м (-1048,9-1049,9 м) и интервале 1025,5-1028 м (-1046,5-1049 м), принадлежащих Ю-VI-Б пласту, при совместном освоении двух пластов Ю-VI-А и Ю-VI-Б в скважинах 123 и 125.

Водонефтяной контакт для этой залежи принят на отметках от -1046,4 м до -1048,2 м.



Залежь водоплавающая, литологически ограниченная в районе скважины ЭР-17. Размеры составляют 0,47*0,40 км, площадь нефтеносности 130 тыс. м², высота залежи 4,6 м.

Горизонт Ю-VII

В продуктивном горизонте прослеживается два пласта Ю-VII-A и Ю-VII-B. К обоим пластам приурочены нефтяные залежи.

Пласт Ю-VII-A

Также как и по двум вышележающим пластам (Ю-VI-A и Ю-VI-B), выделяются 2 залежи: первая, в районе скважин Э-9 и 102 на северо-западе, и вторая, в районе скважин 110 и 116 на востоке (граф. прил.15).

Наличие северо-западной залежи в районе скважин Э-9 и 102 предполагается по данным интерпретации ГИС и доказано получением притока нефти.

В скважине 102 при совместном освоении горизонтов Ю-VII, Ю-VIII и Ю-IX в интервале перфорации 1033,2-1034,2 м (-1054,6-1055,6 м), 1036,9-1038 м (-1058,3-1059,4 м) был получен фонтанный приток нефти дебитом 38,4 м³/сут с обводненностью 4% на 5 мм штуцере.

Самостоятельное опробование рассматриваемого горизонта было проведено в скважине Э-11, при котором в результате перфорации интервала 1038-1039,5 м (-1057,4-1058,9 м) был получен приток нефти дебитом 23,5 м³/сут с обводненностью 6 %.

Самая низкая по ГИС отметка нефтенасыщенного коллектора находится на глубине - 1066,8 м в скважине 121. Кровля самого высокого по ГИС водонасыщенного коллектора на отметке -1054,2 м в скважине 37. ВНК принят на отметках -1054,2-1066,8 м.

В залежи (район скважин 110, 116, 134), приуроченной к восточной части месторождения, продуктивность предполагается по положительной характеристике материалов интерпретации ГИС. В скважинах 110, 116 и 134 подошва нефтенасыщенных пластов отбивается на отметках -1057,1 м, -1054,5 м, -1058 м соответственно. Кровля воды начинается с отметки -1054,5 м в скважине 111. Таким образом, ВНК принят от -1054,5 м до -1058 м.

Обе залежи водоплавающие, имеют размеры 1,1*0,8 км и 0,6*0,3 км соответственно. Высота первой залежи составляет около 8 м, второй – 13,1 м. Площадь нефтеносности первой залежи равна 508 тыс. м², второй – 174 тыс. м².

Пласт Ю-VII-B

Пласт Ю-VII-B был выделен впервые в работе [12].

Залежь – нефтяная. Вскрыта двумя скважинами 116 и 130. Продуктивность предполагается по результатам интерпретации ГИС. Подошва нефтенасыщенного пласта находится на отметке -1070,2 м в скважине 130, кровля водонасыщенного - на отметке -



1063,7 м в скважине 111. ВНК был принят в диапазоне отметок от -1063,7 м до -1070,2 м (граф. прил.16).

Залежь пластовая сводовая. Площадь нефтеносности составляет 81 тыс. м², размеры 0,45*0,2 км, высота 5,3 м.

Горизонт Ю-VIII

Разделен на два пласта – Ю-VIII-A (верхний) и Ю-VIII-B (нижний), к каждому из которых приурочены нефтяные залежи.

Пласт Ю-VIII-A

Залежь нефти выявлена по результатам интерпретации материалов ГИС и подтверждена данными опробования скважин 22, 102, Э-8, Э-10, Э-11, ЭР-18 (граф. прил. 17).

В скважине 102 при совместном освоении горизонтов Ю-VII, Ю-VIII и Ю-IX в интервале перфорации 1064,2-1066,2 м (-1085,6-1087,6 м) был получен фонтанный приток нефти дебитом 38,4 м³/сут с обводненностью 4% на 5 мм штуцере. В скважине проведен ГИС-контроль на определение профиля притока. Перфорированный интервал по данному горизонту работающий, причем именно он является основным, так как в количественном соотношении дает больше всего продукции.

Скважина 121 была опробована на рассматриваемый пласт совместно с нижележащим пластом Ю-IX-A, в результате чего в интервалах перфорации 1063,8-1066,6 м (-1083,7-1086,5 м), 1067,5-1070 м (-1087,4-1089,9 м), относящихся к Ю-VIII-A пласту, был получен приток нефти с обводненностью 22%, который составил 54,6 м³/сут.

Также было проведено самостоятельное освоение скважины 32, в интервале перфорации 1060-1064 м (-1080,6-1084,6 м), в которой был получен приток нефти с водой дебитами 5,28 м³/сут и 13,57 м³/сут соответственно.

ВНК принят в диапазоне отметок от -1083,9 м, что соответствует кровле водонасыщенного коллектора в скважине 37, до -1093,6 м, соответствующей подошве нефтенасыщенного пласта-коллектора в скважине 121.

Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная в районе скважины 36. Размеры её составляют 2,1*1,4 км, высота – порядка 14,5 м. Площадь нефтеносности равна 1407 тыс. м².

Пласт Ю-VIII-B

К пласту Ю-VIII-B приурочена нефтяная залежь, которая выделена по материалам ГИС и подтверждена данными освоения.

По каротажным материалам нефтенасыщенные пласты-коллекторы вскрыты скважинами 109, 116 и 130, нефтеводонасыщенные пласты выделены в скважинах 114, 118,



134. В скважинах 21 и 133 коллекторы замещены непроницаемыми породами, оставшиеся скважины вскрыли только водонасыщенные по ГИС пласты (граф. прил.18).

Подошвы нефтенасыщенных по ГИС пластов-коллекторов в скважинах 134, 109, 130 отбиваются на отметках -1110,3 м, -1111,5 м, -1113,5 м соответственно. Наиболее высокорасположенный водонасыщенный пласт фиксируется на глубине -1105,9 м в скважинах 108 и 111.

В скважине 116 при совместном освоении горизонтов Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X в интервалах перфорации 1077,4-1081,4 м (-1098,6-1102,6 м), 1084-1088,3 м (-1105,2-1109,5 м), принадлежащих пласту Ю-VIII-Б, был получен фонтанный приток нефти с водой дебитами 34,78 м³/сут и 2,22 м³/сут соответственно на 7 мм штуцере.

ВНК принят в диапазоне отметок -1105,9-1113,5 м, что соответствует кровле воды по скважинам 108, 111 и подошве нефти в скважине 130.

Залежь пластовая, сводовая, с размерами 0,9*0,7 км, высотой 20,9 м. Площадь нефтеносности составляет 339 тыс. м².

Горизонт Ю-IX

В горизонте выделяется два пласта. К верхнему пласту Ю-IX-А приурочена нефтяная залежь. Нижний пласт - Ю-IX-Б - водоносный.

Пласт Ю-IX-А

Нефтяная залежь установлена по результатам опробования скважин 22, Э-4, Э-9, ЭР-16, ЭР-18, где были получены притоки нефти с водой различной степени интенсивности, в дальнейшем подтверждена освоением в скважинах 102, 107, 113, 114, 115, 116, ЭР-20 с получением притоков нефти разной степени обводненности, при этом дебиты нефти варьировали от 14,25 м³/сут (скв. 113) до 46,9 м³/сут (скв. 107).

По состоянию на 01.04.2025 г. из 60 скважин, вскрывших рассматриваемый горизонт, в 14 скважинах выделены нефтенасыщенные коллектора, нефтеводонасыщенные пласты отмечаются в 23 скважинах, 21 скважина вскрыла водонасыщенные пласты-коллекторы, и только в двух скважинах Э-11 и 123 данный горизонт заглинизирован (граф. прил. 19).

Помимо вышеперечисленных скважин, совместное освоение с вышележащим горизонтом Ю-X было также произведено в скважине 118 в интервале перфорации 1092,5-1100 м (-1113,7-1121,2 м), относящемуся к Ю-IX-А горизонту. В результате совместного освоения был получен приток нефти дебитом 33,1 м³/сут с обводненностью 23%.

Совместное освоение горизонтов Ю-IX и Ю-X было также проведено в скважине Э-2. По рассматриваемому горизонту в интервале перфорации 1100-1103,8 м (-1119,4 - 1123,2 м) был получен приток нефти с водой дебитами 17,6 м³/сут и 14,4 м³/сут соответственно.



Дополнительно к этому, в скважинах 125 и 129 было проведено самостоятельное освоение горизонта Ю-IX-А в интервалах 1102,3-1104 м (-1123,3-1125,0 м), 1109,9-1110,8 м (-1130,9-1131,8 м) в скважине 125 и 1107,1-1108,1 м (-1127-1128 м) в скважине 129. В результате были получены притоки нефти с обводненностью 15% (скв.125) и 35% (скв.129), дебиты которых составили 54,4 м³/сут и 12,3 м³/сут соответственно.

ВНК по залежи принят на отметках от -1121,4 м (кровля водонасыщенного пласта в скважине 110) до -1135 м (подошва нефтенасыщенного коллектора в скважине 113).

Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная в районе скважин Э-11 и 123. Размеры залежи составляют 2,1*1,3 км, высота достигает 22,7 м. Площадь нефтеносности равна 1653 тыс. м².

Горизонт Ю-Х

Нефтяная залежь была впервые выявлена в 2019 г. по материалам промыслово-геофизических исследований и доказана результатом испытания в интервале 1135,6-1139,1 м (-1155-1158,5 м) с получением фонтанного притока нефти дебитом 96,6 м³/сут с обводненностью 27,6%, газа - 2,7 тыс. м³/сут на 10 мм штуцере в скважине Э-2. После чего в Приросте запасов 2021 освоение скважин 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 114, ЭР-20 еще раз подтвердило ее продуктивность, максимальный дебит нефти тогда был отмечен в скважине 109 и составил 80,04 м³/сут.

Из 55 скважин, вскрывающих этот горизонт, в 18 скважинах выделяются нефтеводонасыщенные коллектора, в 32 скважинах отмечаются водонасыщенные, а в 4 скважинах (21,102, 117 и ЭР-18) - разрез заглинизирован (граф. прил. 20).

Как отмечалось ранее, испытание Ю-Х горизонта, совместно с вышележащими горизонтами, было проведено в скважинах 115 и 116, в результате чего были получены притоки нефти с обводненностью 16 % (скв. 115) и 6 % (скв. 116).

В скважинах Э-2 и 118 испытание Ю-Х горизонта было проведено совместно с вышележащим горизонтом Ю-IX и, как уже было отмечено выше, получены притоки нефти с обводненностью 45 % (скв. Э-2) и 23 % (скв. 118).

В скважинах 130 и 134 при самостоятельном освоении горизонта Ю-Х в интервалах перфорации 1132,3-1140 м (-1153,3-1161,0 м), 1141-1143,5 м (-1162-1164,5 м) и 1137,2-1138,1 м (-1156,2-1157,1 м), 1143,2-1146,6 м (-1162,2-1165,6 м) соответственно были получены притоки нефти с водой. Дебит нефти составил для скважины 130 – 35 м³/сут, для скважины 134 – 46,7 м³/сут.

Положение ВНК для залежи данного горизонта принято на отметках от -1160,5 м по кровле водонасыщенного пласта в скважине 103 до -1167,1 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 134.



Залежь водоплавающая, литологически ограниченная в районе скважин 21, 102, 117, ЭР-18. Имеет размеры 2,1*0,8 км, высота равна 17,8 м. Площадь нефтеносности составляет 896 тыс. м².

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

Геофизическая характеристика продуктивного разреза месторождения Каратурун Морской соответствует литолого-физической характеристике терригенных пород, включающей литологические разности – песчаники и алевролиты слабоглинистые и глинистые, аргиллиты и глины, плотные прослои, представленные песчаниками и алевролитами, отмечены тонкие прослои угля и карбонатных пород.

Породами-коллекторами являются песчаники, преимущественно, мелкозернистые и алевролиты крупнозернистые, тип коллектора – поровый.

Выделение коллекторов проводилось по характерным для терригенного типа пород качественным признакам (косвенным и прямым) с использованием практически всех методов выполненных геофизических исследований с привлечением керна и опробования пластов (табл.2.2.1).

На месторождении Каратурун Морской установлена продуктивность в среднеюрских отложениях, где выделено 10 продуктивных горизонтов (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX и X), которые приурочены к бат-байосскому ярусу.

Пласт Ю-I-A

Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 1,0 м до 7,8 м, составляя в среднем 4,1 м. Эффективная толщина меняется от 1,0 м до 7,8 м, составляя в среднем 3,2 м. При этом эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует от 1,0 м до 5,4 м, и в среднем равна 2,7 м (табл. 2.2.1). В пределах залежи прослеживается от 1 до 3 пропластков.

Коэффициент песчанистости равен 0,35 д. ед. Коэффициент расчлененности в среднем равен 1,8. Коэффициент распространения – 0,07 (табл. 2.2.2).

Пласт Ю-I-B

В пределах залежи также прослеживается от 1 до 3 пропластков. Пределы изменения общей толщины пласта варьируют от 2,5 м до 7,3 м, составляя в среднем 5,2 м. Суммарная эффективная толщина изменяется от 2,5 м до 6,5 м при среднем значении равном 4,7 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется в диапазоне 1,5-5,6 м, среднее значение которой достигает 3,5 м (табл. 2.2.1).

Коэффициент песчанистости составляет 0,724 д.ед., коэффициент расчлененности равен 1,5, коэффициент распространения – 0,66.

Пласт Ю-I-B

В пределах пласта выделяется от 1 до 2 пропластков. Среднее значение общей толщины для данного пласта равно 2,5 м при изменениях от 0,6 м до 7,6 м. Суммарная эффективная толщина пласта меняется от 0,6 м до 6,7 м, составляя в среднем 2,3 м. При этом



эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,6 м до 3,1 м, и в среднем составляет 1,6 м (табл. 2.2.1).

Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,394 д. ед. Коэффициент расчлененности в среднем равен 1,2. Коэффициент распространения – 0,75 (табл. 2.2.2).

Пласт Ю-II-A

По материалам ГИС в пределах залежи прослеживается от 1 (практически во всех скважинах) до 5 (скв. 127) пропластков.

Общая толщина пласта Ю-II-A в среднем составляет 6,4 м при вариации от 0,8 м до 13,5 м. Среднее значение суммарной эффективной толщины достигает 5,4 м, варьируя от 0,8 м до 11,8 м. Пределы изменения толщины нефтенасыщенных пластов-коллекторов составляют от 0,6 м до 6,4 м достигая 2,8 м в среднем, газонасыщенная толщина меняется в диапазоне 0,4-5,4 м, в среднем равна 1,7 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,67 д.ед. Коэффициент расчлененности равен 1,75, коэффициент распространения - 0,98.

Пласт Ю-III-A

В пределах залежи прослеживается от 1 до 3 пропластков, при этом коэффициент расчлененности составляет 1,4, коэффициент распространения – 1. Коэффициент песчанистости равен 0,59 д.ед (табл. 2.2.2).

Общая толщина пласта колеблется в пределах от 1 м до 11,1 м, что в среднем составляет 4,6 м. Диапазон суммарной эффективной толщины 1,0-11,1 м при среднем значении равном 4,0 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем равна 1,5 м, изменяясь от 0,4 м до 3,7 м. Газонасыщенная толщина в среднем составляет 2,9 м, диапазон изменения которой 0,6-5,8 м (табл. 2.2.1).

Горизонт Ю-IV

По материалам ГИС в пределах залежи прослеживается от 1 до 4 пластов-коллекторов.

Общая толщина пласта составляет в среднем 9,8 м, при вариации от 2 м до 13,3 м. Суммарная эффективная толщина находится в пределах от 2,0 м до 10,9 м, составляя в среднем 5,8 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,6 м до 8,6 м, в среднем – 3,3 м (табл. 2.2.1).

Коэффициент песчанистости равен 0,48 д. ед. Коэффициент расчлененности 2,5, коэффициент распространения равен 0,98.

Горизонт Ю-V

Данный пласт отличается значительной толщиной, которая в среднем составляет 20,5 м, варьируя от 5,7 до 27 м. Среднее значение суммарной эффективной толщины составляет



11,4 м при изменении от 4,8 м до 21,8 м. Диапазон изменения эффективной нефтенасыщенной толщины 0,9-10,9 м, составляя в среднем 5,6 м (табл. 2.2.1).

Коэффициент песчанистости изменяется от 0,18 до 0,76 д. ед. при среднем значении 0,434 д.ед. В горизонте прослеживается от 2 до 9 пластов-коллекторов, коэффициент расчлененности составляет 4,7, коэффициент распространения равен 1.

Пласт Ю-VI-A

В пласте прослеживается от 1 до 2 пропластков. Пределы изменения общей толщины 1,2-6,3 м при среднем значении 3,2 м. Суммарная эффективная толщина в среднем составляет 2,3 м при колебаниях от 1,2 м до 4,4 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 1,7 м, варьирует от 1,2 м до 2,8 м.

Коэффициент песчанистости равен 0,44 д.ед. Коэффициент расчлененности составляет 1,4, коэффициент распространения равен 1.

Пласт Ю-VI-B

Состоит из одного-четырех пропластков, коэффициент расчлененности пласта равен 2,2, коэффициент распространения - 0,75.

Толщина пласта в среднем составляет 6,4 м варьируя от 1,5 до 11,5 м. Суммарная эффективная толщина изменяется от 1,5 м до 7,7 м при среднем значении 4,7 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 2,1 м, при вариации от 0,9 м до 4,1 м. Коэффициент песчанистости изменяется от 0,23 до 0,97 д. ед. при среднем значении 0,56 д.ед.

Пласт Ю-VII-A

Общая толщина пласта в среднем составляет 8,4 м, изменяясь от 2,2 м до 14,3 м. Суммарная эффективная толщина меняется в пределах от 1,4 м до 8,1 м, составляя в среднем 5,8 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 2,1 м, варьируя от 0,6 м до 5,9 м.

Коэффициент песчанистости изменяется от 0,175 до 0,784 д. ед. при среднем значении 0,53 д. ед. Коэффициент расчлененности составил 2,4, коэффициент распространения - 1.

Пласт Ю-VII-B

Общая толщина пласта составляет в среднем 7,8 м, при вариации от 6,6 до 8,9 м. Суммарная эффективная толщина в среднем составляет 7,4 м при вариации от 5,8 м до 8,9 м. Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 1,95 м, варьируя от 1,8 до 2,1 м. Количество пропластков 2. Коэффициент расчлененности 2, коэффициент песчанистости -0,70.

Пласт Ю-VIII-A

В пласте выделяется от 2 до 9 пропластков.



Пределы изменения общей толщины пласта варьируют от 5,4 м до 24,1 м, составляя в среднем 13,0 м. Суммарная эффективная толщина изменяется от 2,0 м до 21,4 м при среднем значении равном 8,6 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется в диапазоне 0,7-8,5 м, среднее значение которой достигает 2,7 м (табл. 2.2.1).

Коэффициенты неоднородности по данному пласту следующие: коэффициент песчаности составляет 0,52 д.ед., коэффициент расчлененности равен 3,9, коэффициент распространения – 0,97.

Пласт Ю-VIII-Б

Общая толщина пласта в среднем составляет 12,2 м, изменяясь в пределах от 8,1 м до 16,9 м. Суммарная эффективная толщина варьирует в пределах от 2,5 м до 6,8 м, в среднем равна 4,2 м. Среднее значение нефтенасыщенной толщины равно 3,0 м при колебаниях от 1,4 м до 6,8 м.

Количество пропластков в пласте составляет 2-6, при этом коэффициент расчлененности составляет 3,3. Коэффициент песчаности равен 0,27 д. ед., коэффициент распространения – 1.

Пласт Ю-IX-А

По материалам ГИС в пределах залежи прослеживается от 1 до 7 пропластков, коэффициент расчлененности составляет 2,5. Коэффициент песчаности равен 0,48 д. ед., коэффициент распространения – 0,94.

Общая толщина пласта составляет в среднем 9,2 м, при колебаниях от 0,8 м до 20,5 м. Суммарная эффективная толщина варьирует от 0,8 м до 18,5 м, среднее значение которой достигает 6,1 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина меняется в диапазоне 0,7-14,1 м, в среднем равна 4,4 м.

Горизонт X

В пределах залежи прослеживается от 1 до 6 пропластков. Коэффициент распространения равен 0,80, коэффициент расчлененности – 3,3. Коэффициент песчаности составляет 0,74 д.ед.

Среднее значение общей толщины пласта достигает 19,7 м, изменяясь от 6,8 м до 28,3 м. Колебания суммарной эффективной толщины находятся в диапазоне 1,5-27,1 м, что в среднем составляет 16,5 м. Нефтенасыщенная толщина варьирует от 0,5 м до 12,7 м при среднем значении 7,2 м (табл. 2.2.1).



Таблица 2.2.1 - Характеристика толщин пластов-коллекторов

| Период изученности | Толщина | Наименование | По горизонту в целом |
|-----------------------|-----------------|-------------------------|----------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Ю-I-A | Общая | Среднее значение, м | 4,1 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,448 |
| | | Интервал изменения, м | 1,0-7,8 |
| | Эффективная | Среднее значение, м | 3,2 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,595 |
| | | Интервал изменения, м | 1,0-7,8 |
| | Нефтенасыщенная | Среднее значение, м | 2,7 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,359 |
| | | Интервал изменения, м | 1,0-5,4 |
| Ю-I-B | Общая | Среднее значение, м | 5,2 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,070 |
| | | Интервал изменения, м | 2,5-7,3 |
| | Эффективная | Среднее значение, м | 4,7 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,108 |
| | | Интервал изменения, м | 2,5-6,5 |
| | Нефтенасыщенная | Среднее значение, м | 3,5 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,134 |
| | | Интервал изменения, м | 1,5-5,6 |
| Ю-I-B | Общая | Среднее значение, м | 2,5 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 1,190 |
| | | Интервал изменения, м | 0,6-7,6 |
| | Эффективная | Среднее значение, м | 2,3 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 1,060 |
| | | Интервал изменения, м | 0,6-6,7 |
| | Нефтенасыщенная | Среднее значение, м | 1,6 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,501 |
| | | Интервал изменения, м | 0,6-3,1 |
| Ю-II-A | Общая | Среднее значение, м | 6,4 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,208 |
| | | Интервал изменения, м | 0,8-13,5 |
| | Эффективная | Среднее значение, м | 5,4 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,217 |
| | | Интервал изменения, м | 0,8-11,8 |
| | Газонасыщенная | Среднее значение, м | 1,7 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,462 |
| | | Интервал изменения, м | 0,4-5,4 |
| | Нефтенасыщенная | Среднее значение, м | 2,8 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,243 |
| | | Интервал изменения, м | 0,6-6,4 |
| Ю-III-A | Общая | Среднее значение, м | 4,6 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,234 |
| | | Интервал изменения, м | 1,0-11,1 |
| | Эффективная | Среднее значение, м | 4,0 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,270 |
| | | Интервал изменения, м | 1,0-11,1 |
| | Газонасыщенная | Среднее значение, м | 2,9 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,160 |
| | | Интервал изменения, м | 0,6-5,8 |
| | Нефтенасыщенная | Среднее значение, м | 1,5 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,085 |
| | | Интервал изменения, м | 0,4-3,7 |

Продолжение таблицы 2.2.1

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---------|-----------------|-------------------------|----------|
| Ю-IV | Общая | Среднее значение, м | 9,8 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,035 |
| | | Интервал изменения, м | 2,0-13,3 |
| | Эффективная | Среднее значение, м | 5,8 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,100 |
| | | Интервал изменения, м | 2,0-10,9 |
| | Нефтенасыщенная | Среднее значение, м | 3,3 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,315 |
| | | Интервал изменения, м | 0,6-8,6 |
| Ю-V | Общая | Среднее значение, м | 20,5 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,056 |
| | | Интервал изменения, м | 5,7-27,0 |
| | Эффективная | Среднее значение, м | 11,4 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,102 |
| | | Интервал изменения, м | 4,8-21,8 |
| | Нефтенасыщенная | Среднее значение, м | 5,6 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,145 |
| | | Интервал изменения, м | 0,9-10,9 |
| Ю-VI-A | Общая | Среднее значение, м | 3,2 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,253 |
| | | Интервал изменения, м | 1,2-6,3 |
| Ю-VI-A | Эффективная | Среднее значение, м | 2,3 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,107 |
| | | Интервал изменения, м | 1,2-4,4 |
| | Нефтенасыщенная | Среднее значение, м | 1,7 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,074 |
| | | Интервал изменения, м | 1,2-2,8 |
| Ю-VI-B | Общая | Среднее значение, м | 6,4 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,233 |
| | | Интервал изменения, м | 1,5-11,5 |
| | Эффективная | Среднее значение, м | 4,7 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,188 |
| | | Интервал изменения, м | 1,5-7,7 |
| | Нефтенасыщенная | Среднее значение, м | 2,1 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,254 |
| | | Интервал изменения, м | 0,9-4,1 |
| Ю-VII-A | Общая | Среднее значение, м | 8,4 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,155 |
| | | Интервал изменения, м | 2,2-14,3 |
| | Эффективная | Среднее значение, м | 5,8 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,120 |
| | | Интервал изменения, м | 1,4-8,1 |
| | Нефтенасыщенная | Среднее значение, м | 2,1 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,559 |
| | | Интервал изменения, м | 0,6-5,9 |
| Ю-VII-B | Общая | Среднее значение, м | 7,8 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,022 |
| | | Интервал изменения, м | 6,6-8,9 |
| | Эффективная | Среднее значение, м | 7,4 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,044 |
| | | Интервал изменения, м | 5,8-8,9 |
| | Нефтенасыщенная | Среднее значение, м | 1,95 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,006 |
| | | Интервал изменения, м | 1,8-2,1 |



Продолжение таблицы 2.2.1

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|----------|-----------------|-------------------------|----------|
| Ю-VIII-A | Общая | Среднее значение, м | 13,0 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,131 |
| | | Интервал изменения, м | 5,4-24,1 |
| | Эффективная | Среднее значение, м | 8,6 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,215 |
| | | Интервал изменения, м | 2,0-21,4 |
| | Нефтенасыщенная | Среднее значение, м | 2,7 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,392 |
| | | Интервал изменения, м | 0,7-8,5 |
| Ю-VIII-B | Общая | Среднее значение, м | 12,2 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,077 |
| | | Интервал изменения, м | 8,1-16,9 |
| | Эффективная | Среднее значение, м | 4,2 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,121 |
| | | Интервал изменения, м | 2,5-6,8 |
| | Нефтенасыщенная | Среднее значение, м | 3,0 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,428 |
| | | Интервал изменения, м | 1,4-6,8 |
| Ю-IX-A | Общая | Среднее значение, м | 9,2 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,225 |
| | | Интервал изменения, м | 0,8-20,5 |
| | Эффективная | Среднее значение, м | 6,1 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,483 |
| Ю-IX-A | Нефтенасыщенная | Интервал изменения, м | 0,8-18,5 |
| | | Среднее значение, м | 4,4 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,712 |
| Ю-X | Общая | Интервал изменения, м | 0,7-14,1 |
| | | Среднее значение, м | 19,7 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,089 |
| | Эффективная | Интервал изменения, м | 6,8-28,3 |
| | | Среднее значение, м | 16,5 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,176 |
| | Нефтенасыщенная | Интервал изменения, м | 1,5-27,1 |
| | | Среднее значение, м | 7,2 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,234 |
| I объект | Общая | Интервал изменения, м | 0,5-12,7 |
| | | Среднее значение, м | 24,5 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,135 |
| | Эффективная | Интервал изменения, м | 1,7-44,7 |
| | | Среднее значение, м | 9,1 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,169 |
| | Газонасыщенная | Интервал изменения, м | 1,7-20,8 |
| | | Среднее значение, м | 1,7 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,462 |
| | Нефтенасыщенная | Интервал изменения, м | 0,4-5,4 |
| | | Среднее значение, м | 3,6 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,400 |
| | | Интервал изменения, м | 0,6-9,9 |

Продолжение таблицы 2.2.1

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|------------|-----------------|-------------------------|------------|
| II объект | Общая | Среднее значение, м | 57,1 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,005 |
| | | Интервал изменения, м | 44,4-62,8 |
| | Эффективная | Среднее значение, м | 22,5 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,050 |
| | | Интервал изменения, м | 11,9-36,4 |
| | Нефтенасыщенная | Среднее значение, м | 9,2 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,244 |
| | | Интервал изменения, м | 0,9-21,1 |
| III объект | Общая | Среднее значение, м | 100,9 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,087 |
| | | Интервал изменения, м | 15,2-131,5 |
| | Эффективная | Среднее значение, м | 34,6 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,136 |
| | | Интервал изменения, м | 8,5-60,3 |
| | Нефтенасыщенная | Среднее значение, м | 8,9 |
| | | Коэфф-т вариации, д.ед. | 0,988 |
| | | Интервал изменения, м | 0,7-33,1 |

Основными показателями, характеризующими степень неоднородности горизонтов и отдельных пластов-коллекторов, являются коэффициенты песчанистости, расчлененности и распространения. Уточнение коллекторских свойств продуктивных пластов, их толщины, расчлененности, распространения по площади и разрезу проводится с учетом геолого-геофизических материалов, полученных в результате бурения новых скважин. Показатели неоднородности для каждой залежи приведены в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.2 - Статистические показатели характеристик неоднородности

| Горизонт | Количество скважин используемых для определения | Среднее значение коэффициента песчанистости, д. ед. | | Среднее значение коэффициента расчлененности, д. ед. | Среднее значение коэффициента распространения, д. ед. |
|------------|---|---|----------|--|---|
| | | среднее | вариации | | |
| Ю-I-A | 5 | 0,35 | 0,269 | 1,8 | 0,07 |
| Ю-I-B | 6 | 0,72 | 0,079 | 1,5 | 0,66 |
| Ю-I-B | 5 | 0,39 | 0,459 | 1,2 | 0,75 |
| Ю-II-A | 48 | 0,67 | 0,128 | 1,75 | 0,98 |
| Ю-III-A | 55 | 0,59 | 0,133 | 1,4 | 1 |
| Ю-IV | 53 | 0,48 | 0,064 | 2,5 | 0,98 |
| Ю-V | 62 | 0,43 | 0,087 | 4,7 | 1 |
| Ю-VI-A | 16 | 0,44 | 0,071 | 1,4 | 1 |
| Ю-VI-B | 9 | 0,56 | 0,140 | 2,2 | 0,75 |
| Ю-VII-A | 12 | 0,53 | 0,090 | 2,4 | 1 |
| Ю-VII-B | 2 | 0,70 | 0,079 | 2,0 | 1 |
| Ю-VIII-A | 38 | 0,50 | 0,098 | 3,9 | 0,97 |
| Ю-VIII-B | 6 | 0,27 | 0,113 | 3,3 | 1 |
| Ю-IX-A | 37 | 0,48 | 0,228 | 2,5 | 0,94 |
| Ю-X | 18 | 0,74 | 0,090 | 3,3 | 0,74 |
| I объект | 68 | 0,40 | 0,229 | 2,2 | 0,98 |
| II объект | 68 | 0,40 | 0,039 | 7,5 | 1 |
| III объект | 67 | 0,36 | 0,077 | 7,7 | 1 |



Характеристика ФЕС по керну

На 01.04.25 г. на месторождении Каратурун Морской из отложений средней юры отобрано 329,5 м керна (68,1% от проходки колонковым долотом) из 17 скважин (17, 18, 21-23, 30-34, 36, Э-1, Э-2, Э-10, Э-11, КМ-1 и 134), фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) определены по 265 образцам. Из скважины 134, пробуренной после составления ПР-19 [8] отобрано 36 м керна (вынос керна 100%), ФЕС изучены по 14 образцам пород, из которых 9 являются представительными [13]. Исследования керна из скважины 134 выполнены после подсчета запасов на 01.04.25 г. [12]: определены, кроме ФЕС, кривые капиллярного давления, коэффициент вытеснения нефти водой, относительные проницаемости для нефти и газа.

Из отложений продуктивных горизонтов J_2 отобрано 285,9 м керна, ФЕС пород определены по 256 образцам, из которых 184 являются представительными (табл.2.2.3). Наилучшим образом керном представлены отложения Ю-V горизонта.

Таблица 2.2.3 – Характеристика отбора керна из отложений продуктивных горизонтов

| Гори- зонт | Кол-во скважин с керном | Вынос керна из горизонта | | Кол-во исследованных образцов (кол-во скважин) | Кол-во представительных образцов |
|-------------------------------------|-------------------------------|--------------------------|--------------------|--|--|
| | | м | % (от проходки) | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Ю-I | 6 | 28,0 | 79,8 | 9 (1 скв.) | 9 |
| Ю-II | 7 | 30,1 | 62,4 | 36 (2 скв.) | 25 |
| Ю-III | 5 | 26,7 | 66,8 | 22 (2 скв.) | 8 |
| Ю-IV | 8 | 42,6 | 65,6 | 37 (3 скв.) | 19 |
| Ю-V | 10 | 83,8 | 66 | 82 (6 скв.) | 67 |
| Ю-VI | 1 | 9,0 | 100 | 11 (1 скв.) | 8 |
| Ю-VII | 1 | 9,0 | 100 | 6 (1 скв.) | 4 |
| Ю-VIII | 3 | 27,8 | 97,4 | 29 (3 скв.) | 27 |
| Ю-IX | 4 | 19,9 | 100 | 21 (4 скв.) | 14 |
| Ю-X | 1 | 9 | 100 | 3 (1 скв.) | 3 |
| Всего из продуктивных горизонтов | | 285,9 | 71 | 256 | 184 |

На момент составления ПР-19 [8] керном не были представлены коллекторы Ю-VII и Ю-X горизонтов. На 01.04.25 г. добавилось 36 м керна из скважины 134, в том числе из отложений Ю-VII и Ю-X горизонтов отобрано по 9 м керна.

Породами-коллекторами являются песчаники, преимущественно, мелкозернистые и алевролиты крупнозернистые, тип коллектора – поровый.

Песчаники характеризуются микрослоистой, реже беспорядочной текстурой, форма зерен угловатая, полуугловатая, редко полуокатанная. В составе кластического материала (75-85 % от поверхности шлифа) кварц (60-70%), полевые шпаты (15-20%), обломки пород (15-20%), представленные кремнисто-слюдистыми сланцами, кварцитами, эффузивами, редкими листочками слюд. Полевые шпаты пелитизированы, изменены. Цемент (15-20% от площади шлифа) глинистый и гидрослюдистый поровый, контактовый, пленочный. Органическое вещество присутствует в виде мелких углефицированных остатков, по



которым иногда развивается пирит. Пустотное пространство представлено, как правило, равномерно распределенными межзерновыми порами (размером до 0,1×0,2 мм). Фиксируются пустоты растворения в измененных полевых шпатах (размером 0,025×0,04 мм).

Алевриты сходны с песчаниками по текстуре, форме зерен и сортировке обломочного материала, составу, имеют больше цемента. Цемент глинистый (30% от площади шлифа) поровый, гидрослюдистый пленочный, спорадически отмечается конформные структуры цементации.

Породы-коллекторы различных горизонтов, представленные мелкозернистыми песчаниками, близки по фракционному составу (табл.2.2.4).

Таблица 2.2.4 – Гранулометрический состав пород-коллекторов

| Горизонт | Число определений | Процентное (вес) содержание фракций размером, мм | | | | | С _{карб.} , % |
|---------------------------------|-------------------|--|----------|----------|----------|-------|------------------------|
| | | 1-0,5 | 0,5-0,25 | 0,25-0,1 | 0,1-0,01 | <0,01 | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Песчаники средне-мелкозернистые | | | | | | | |
| Ю-II | 9 | 0 | 13,9 | 58,2 | 10,2 | 16,2 | 1,5 |
| Песчаники мелкозернистые | | | | | | | |
| Ю-I | 3 | 0,1 | 1,3 | 46,4 | 33,3 | 18,6 | 0,3 |
| Ю-II | 18 | 0,2 | 6,2 | 61,9 | 11,5 | 18,1 | 2,1 |
| Ю-III | 3 | 0 | 5,1 | 61,6 | 10,0 | 22,3 | 1,0 |
| Ю-IV | 15 | 0,1 | 3,0 | 68,4 | 9,9 | 16,9 | 1,7 |
| Ю-V | 41 | 0,1 | 0,8 | 47,2 | 29,2 | 19,2 | 3,5 |
| Ю-VII | 4 | 0 | 1,1 | 55,3 | 20,0 | 22,6 | 1,0 |
| Ю-VIII | 4 | 0 | 1,1 | 54,2 | 20,8 | 20,6 | 3,3 |
| Ю-X | 3 | 0 | 1,2 | 58,7 | 19,4 | 19,1 | 1,6 |
| Алевриты | | | | | | | |
| Ю-I | 6 | 0,5 | 1,7 | 12,0 | 58,8 | 26,6 | 0,4 |
| Ю-V | 17 | 0 | 0,2 | 15,8 | 64,3 | 17,6 | 2,1 |
| Ю-VIII | 3 | 0 | 0,6 | 18,5 | 53,9 | 26,5 | 0,5 |
| Ю-IX | 1 | 0 | 1,0 | 13,3 | 55,4 | 29,8 | 0,5 |

Среднее содержание фракции 0,25-0,1 мм составляет 46,4-68,4%, более крупных песчаных фракций – от долей процентов до 6,2%, пелита – 16,9-22,6%, карбонатность – 0,3-3,5%. Породы-коллекторы, представленные алевритами (Ю-I, Ю-IV, Ю-VIII и Ю-IX горизонты), также близки по фракционному составу. Содержание алеврита составляет 54-64%, песчаных фракций, при значительном преимуществе мелкозернистой фракции – 14-19%, пелита содержится больше, чем в песчаниках и его содержание составляет 18-30%.

Для пород-коллекторов в работе по подсчету запасов [12] установлены следующие граничные значения пористости (K_p), проницаемости пород для газа ($K_{пр}$) и содержания пелитовой фракции ($C_{пел}$) (табл.2.2.5).

Таблица 2.2.5 – Граничные значения параметров пород-коллекторов

| Отложения/ граничное значение | $K_{пр} \times 10^{-3}$ мкм ² | K_p , д.ед. | $C_{пел}$, % вес. |
|-------------------------------|--|---------------|--------------------|
| Ю-I-Ю-X | 2 | 0,18 | 36 |

Распределение $K_{пр}$ по диапазонам для коллекторов продуктивных горизонтов представлено в таблице 2.2.6, средние значения $K_{п}$ и $K_{пр}$ – в таблице 2.2.9.

Таблица 2.2.6 – Распределение проницаемости пород-коллекторов

| Горизонт | Параметр | Проницаемость пород для газа, 10^{-3} мкм ² | | | | | | | всего |
|----------|-----------------|--|-------|--------|---------|---------|----------|-------|-------|
| | | 2-20 | 20-50 | 50-100 | 100-300 | 300-800 | 800-1600 | >1600 | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Ю-I | кол-во образцов | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | | | 9 |
| | частость, д.ед. | 0,11 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | | | 1 |
| Ю-II | кол-во образцов | | | | | 3 | 7 | 15 | 25 |
| | частость, д.ед. | | | | | 0,12 | 0,28 | 0,60 | 1 |
| Ю-III | кол-во образцов | | 1 | | | | 1 | 6 | 8 |
| | частость, д.ед. | | 0,13 | | | | 0,13 | 0,75 | 1 |
| Ю-IV | кол-во образцов | | | | | 2 | 9 | 8 | 19 |
| | частость, д.ед. | | | | | 0,11 | 0,47 | 0,42 | 1 |
| Ю-V | кол-во образцов | 1 | 8 | 6 | 12 | 16 | 17 | 7 | 67 |
| | частость, д.ед. | 0,01 | 0,12 | 0,09 | 0,18 | 0,24 | 0,25 | 0,10 | 1 |
| Ю-VI | кол-во образцов | 2 | | 3 | 3 | | | | 8 |
| | частость, д.ед. | 0,25 | | 0,38 | 0,38 | | | | 1 |
| Ю-VII | кол-во образцов | | | 1 | 2 | | 1 | | 4 |
| | частость, д.ед. | | | 0,25 | 0,50 | | 0,25 | | 1 |
| Ю-VIII | кол-во образцов | 1 | 2 | 1 | 8 | 3 | 4 | 8 | 27 |
| | частость, д.ед. | 0,04 | 0,07 | 0,04 | 0,30 | 0,11 | 0,15 | 0,30 | 1 |
| Ю-IX | кол-во образцов | 1 | 2 | 4 | 3 | 3 | | 1 | 14 |
| | частость, д.ед. | 0,07 | 0,14 | 0,29 | 0,21 | 0,21 | | 0,07 | 1 |
| Ю-X | кол-во образцов | | | | 2 | 1 | | | 3 |
| | частость, д.ед. | | | | 0,67 | 0,33 | | | 1 |

Как и для оценки распределения $K_{пр}$, так и для определения средних значений $K_{п}$ и $K_{пр}$ коллекторы продуктивных горизонтов изучены по недостаточному числу представительных образцов (меньше 30), за исключением Ю-V горизонта, где коллекторы представлены керном из 6 скважин и ФЕС оценены по 67 образцам.

Коллекторы Ю-V горизонта характеризуются средним значением $K_{п}=0,287$ (0,223-0,34) д.ед. и $K_{пр}=735,3$ (16-3714)×10⁻³ мкм². Рекомендуется для оценки средней проницаемости продуктивных горизонтов использовать зависимость $K_{пр}=0,0112 \times e^{35,553 \times K_{п}}$, где $K_{п}$ – среднее значение пористости коллекторов, полученное при интерпретации данных ГИС (рис. 2.4.1)

Таким образом, на 01.04.25 г. по керну, в различной степени, изучены породы-коллекторы всех установленных среднеюрских продуктивных горизонтов, в том числе и Ю-VII и Ю-X горизонтов, которые ранее керном не были представлены.

Петрофизические параметры и зависимости, установленные по результатам изучения керна, приняты одинаковыми для всех продуктивных горизонтов, включая горизонты Ю-VII и Ю-X.

Характеристика коллекторов по данным ГИС

На газонефтяном месторождении Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025г.



закончены бурением 71 скважин, из них 18 скважин пробурено после подсчета запасов 2018 г. [9], учтенные в работах [1, 2, 8] и 19 скважин – 112, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134 – после отчета по приросту запасов 2021 г. [3] и одна скважина КМ-10 поисковая, пробурена за пределами горного отвода согласно дополнению к проекту разведочных работ.

Промыслово-геофизические исследования выполнены во всех скважинах. Целью геофизических исследований в открытых стволах скважин являются стратиграфическое расчленение разреза; определения границ залегания продуктивных горизонтов; оценка емкостно-фильтрационных свойств и характера насыщения пластов-коллекторов; выбор объектов для испытания и др.

Объектом исследований являются юрские отложения в пределах бат-байосского яруса, где выделено 10 продуктивных горизонтов (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX и X, содержащие нефтяные, газовые и водонасыщенные коллекторы.

Объемы, виды и периодичность геофизических исследований, в ранее пробуренных скважинах отражены в предыдущих работах [3, 1, 8, 2, 9, 14], за период после [8] представлены на рисунке 2.2.1.

Комплексные геофизические исследования в открытом стволе выполнены сервисными компаниями ГК «Каспий», ТОО «Анега-Казахстан», ТОО «CNLC» с регистрации данных в цифровом формате станцией «КарСар-500».

Исследования выполнялись в скважинах, пробуренных долотом диаметрами 215,9 мм, на глинистых и полимерных промывочных жидкостях (ПЖ), технологические параметры которых представлены в таблице 2.2.7: а именно, плотность, вязкость и водоотдача соответственно $-1,22-1,31 \text{ г/см}^3$, 42-52 сек, $4,0-5,2 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$ и удельным сопротивлением 0,11-0,48 Омм.

Пластовые воды продуктивных отложений рассолы хлоркальциевого типа, минерализация воды средней юры 156,9, плотность $1,115 \text{ г/см}^3$.

Удельное электрическое сопротивление (УЭС) пластовой воды (ρ_v) согласно температуре и минерализации по палеточным данным (2) принято равным 0,036 Омм (при температуре пласта 41°C) для всех горизонтов.

Таблица 2.2.7 – Технологические параметры промывочной жидкости по скважинам

| Сква- жины | Дата каротажа, год | Диаметр долот, мм | Технологические параметры ПЖ | | | | |
|---------------|-----------------------|----------------------|--------------------------------|-------------------------------|------------------|--|---------------------|
| | | | Тип промывочной жидкости | Уд. вес, г/см ³ | Вязкость, сек | Водо- отдача, см ³ /30мин | УЭС, Ом/ Темп °С |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 112 | 23.02.2022 г | 215.9 | - | 1.26 | 45 | - | 0.11 |
| 117 | 04.07.2021г. | 215.9 | - | 1.25 | 48 | - | 0.39/- |
| 118 | 23.06.2021г. | 215.9 | - | 1.26 | 50 | - | 0.12/- |
| 119 | 15.07.2021г. | 215.9 | - | 1.26 | 55 | - | 0.20/- |
| 120 | 07.09.2021г. | 215.9 | - | 1.31 | 48 | - | 0.18/- |
| 121 | 10.07.2022г. | 215.9 | Полимер | 1.22 | 43 | 5.0 | 0.25/- |
| 122 | 13.02.2025г. | 215,9 | Полимер | 1,26 | 50 | 4,6 | 0,48/- |
| 123 | 28-29.03.2024г. | 215.9 | Полимер | 1.23 | 45 | - | 0.26/37.3 |
| 124 | 23.08.2022г. | 215.9 | Полимер | 1.24 | 44 | 5.0 | 0.16/- |
| 125 | 18.09.2024г. | 215.9 | Полимер | 1,26 | 48 | 5,2 | 0,39/- |
| 126 | 14.07.2022г. | 215.9 | Полимер | 1.23 | 40 | 5.0 | 0.21/- |
| 127 | 01.09.2022г. | 215.9 | Полимер | 1.24 | 45 | 4.8 | 0.36/- |
| 128 | 29-30.08.2023г. | 215.9 | Полимер | 1.26 | 42 | - | 0.39/33,4 |
| 129 | 02.08.2024г. | 215.9 | Полимер | 1,26 | 50 | 5,0 | 0,48/- |
| 130 | 09.11.2024г. | 215.9 | Полимер | 1,25 | 49 | 4,5 | 0,38/- |
| 131 | 03.11.2023г. | 215.9 | Полимер | 1.37 | 52 | - | 0.26/37.2 |
| 132 | 17.01.2024г. | 215,9 | Полимер | 1,25 | 46 | - | 0.28/35 |
| 133 | 16.12.2024г. | 215.9 | Полимер | 1,26 | 48 | 4,5 | 0,34/- |
| 134 | 28.12.2024г. | 215.9 | Полимер | 1,24 | 48 | 4,0 | 0,37/- |
| КМ-10 | 01.02.2025г. | 215.9 | Полимер | 1,25 | 48 | 4,6 | 0,38/- |

Комплекс геофизических исследований (ГИС) в пробуренных скважинах состоял из следующих методов: стандартного каротажа КС кровельным (N0.5M2A) и подошвенным градиент-зондами (A2M0.5N) с одновременной записью кривой потенциалов собственной поляризации (СП); каверномера ДС (CALS, CALI), гамма каротажа ГК (GR), компенсированного нейтрон-нейтронного каротажа (NPHI); электрических каротажей – бокового (LLS), микробокового (MSFL, MLL), микрозондирование МКЗ (MINV, MNOR); индукционного двухзондового (ILD, ILM) и многозондового ИК (ВИКИЗ); методов оценки пористости – акустического (DT); литоплотностного (RHOB+PEF) каротажей; термометрии (МТЕМ) и резистивиметрии (MRES).

Пространственное положение стволов скважин определялось непрерывной записью инклинометрии. Стволы скважин вертикальные с несущественными отклонениями от вертикальной проекции в интервале продуктивных отложений.

Для оценки качества цементирования обсадных колонн проводились исследования акустическим цементомером (АКЦ) каротажными системами LEAP600C и CapCar-500.

На рис. 2.2.1 приведена гистограмма по скважинам 2021-2025 гг, где показано процентное соотношение количества выполненных методов ГИС по скважинам:



радиоактивные каротажи выполнены ГК–100%, СТК–100%, ПС –100%, ННК-100%, электрические методы (КС, БК, МБК, МКЗ) –100%, ИК – 100%, ВИКИЗ – 100%, ГГКп–100%, КВ – 100%, АК–100%, АКЦ -89%.

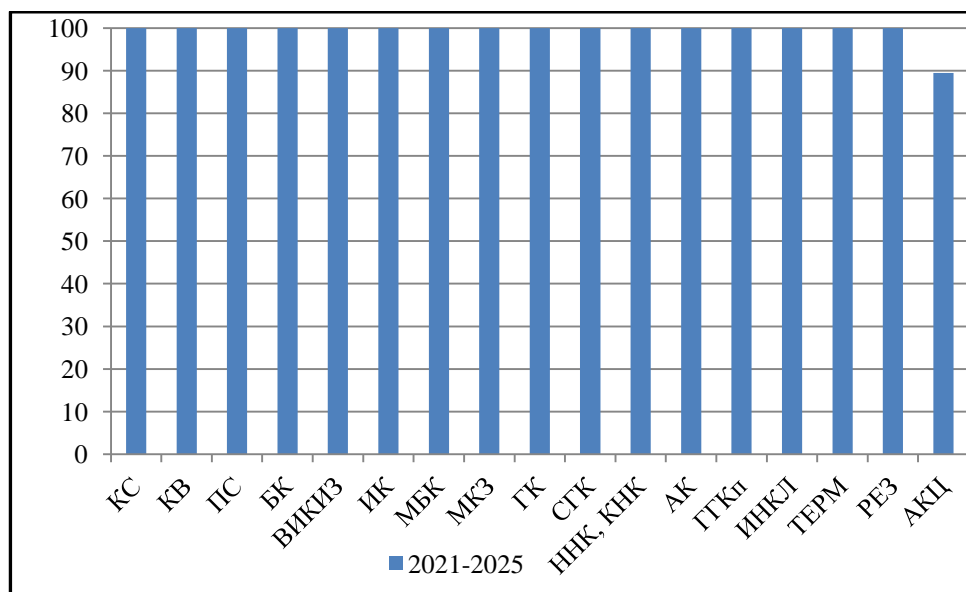


Рис. 2.2.1 Объем выполненных исследований ГИС за период 01.01.2021-2024 гг.

Качество методов ГИС проверялось как на производственном этапе, так и в процессе интерпретации.

Комплекс геофизических методов, проводимый в скважинах, соответствует требованиям Технической инструкции [10] и принятому комплексу на месторождении.

Результаты интерпретации материалов ГИС позволили детально расчленить разрез по литологии, установить его коллекторские свойства и характер насыщения. Для оценки наличия и качества цементирования колонн проводилась *акустическая цементометрия* с регистрацией диаграмм ФКД.

Определяемый контакт цемента с колонной и контакт цемента с породой по градациям, хорошего, частичного и плохого качества. В таблице 2.2.8 и на рис. 2.2.2 приведены качества цементационных колонн в скважинах. Можно отметить высокое качество цементационных колонн в скважинах: в целом по скважинам интервалы хорошего сцепления цементного камня с колонной составили 58,6% от общего интервала исследований, частичного – 35,0%, плохого – 5,9%, отсутствия – 0.5%.

Таблица 2.2.8 – Результаты оценки цементажа эксплуатационных колонн

| Скважина | Дата замера | Интервал замера, м | | Интервал обработки ГИС, м | | Результаты оценки качества крепления скважины, % | | | |
|----------|---------------|--------------------|--------|---------------------------|--------|--|--------|-----------|---------|
| | | Кровля | Подшва | Кровля | Подшва | отсутствует | плохое | частичное | хорошее |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 112 | 03.03.2022 г. | 0.0 | 1070.3 | 13.0 | 1070.3 | - | 25.5 | 41.0 | 33.5 |
| 118 | 01.07.2021 г. | 0.0 | 1154.4 | 46.5 | 1154.4 | 1.2 | - | 45.3 | 53.5 |
| 120 | 16.09.2021 г. | 0.0 | 1113.8 | 184 | 1113.8 | - | - | 55.2 | 44.8 |
| 121 | 01.03.2025 г. | 10.4 | 1191.8 | 10.4 | 1191.8 | 3.1 | 1.8 | 30.0 | 65.1 |
| 122 | 19.07.2022 г. | 127.6 | 1076.2 | 127.6 | 1076.2 | - | 4.5 | 33.4 | 62.1 |
| 125 | 01.10.2024 г. | 13.0 | 1183.2 | 13.0 | 1183.2 | - | 5.2 | 20.7 | 74.1 |
| 126 | 22.07.2022 г. | 0.0 | 1130.3 | 149 | 1130.3 | - | 4.3 | 34.4 | 61.2 |
| 127 | 09.09.2022 г. | 0.0 | 1000.7 | 11.2 | 1000.7 | - | 14.7 | 54.7 | 30.6 |
| 128 | 09.09.2023 г. | 0.0 | 1140.8 | 9.9 | 1138.5 | - | - | 30.1 | 69.9 |
| 129 | 16.08.2024 г. | 10.5 | 1186.8 | 10.5 | 1186.8 | - | 10.3 | 28.4 | 61.3 |
| 130 | 22.11.2024 г. | 10.0 | 1190.8 | 10.0 | 1190.8 | - | 7.7 | 57.7 | 34.6 |
| 131 | 10.11.2023 г. | 0.0 | 1184.6 | 9.6 | 1184 | 1.5 | - | 24.6 | 73.9 |
| 132 | 21.01.2024 г. | 0.0 | 1162.8 | 34.6 | 1160 | 0.6 | 3.4 | 44.8 | 51.2 |
| 133 | 31.12.2024 г. | 10.9 | 1026.9 | 10.9 | 1026.9 | - | 0.8 | 20.5 | 78.7 |
| 134 | 10.01.2025 г. | 11.5 | 1190.1 | 11.5 | 1190.1 | 0.9 | 11.2 | 16.1 | 71.7 |

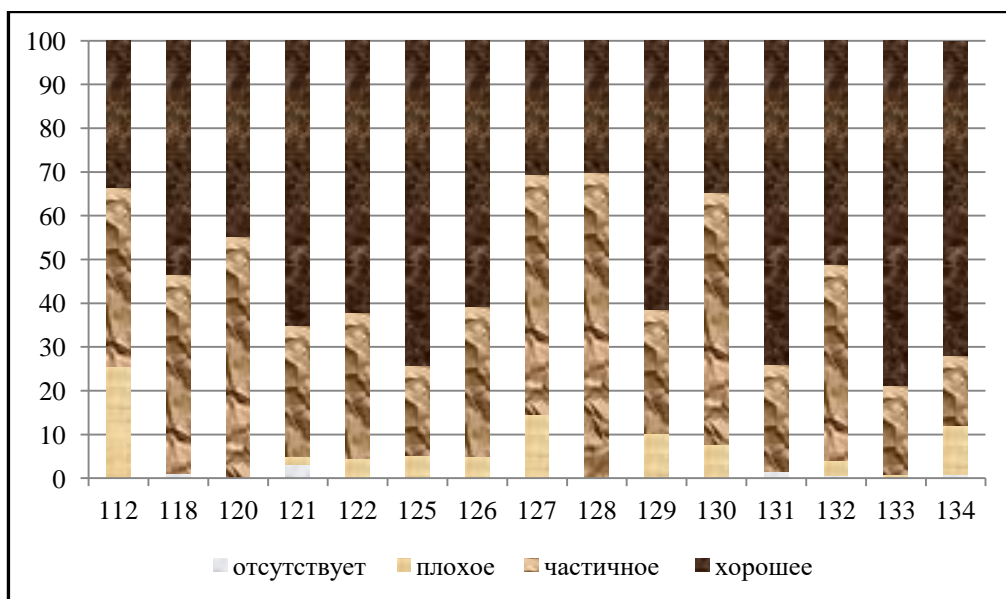


Рис.2.2.2 - Оценка качества цементажа в скважинах

Основные положения интерпретационной модели

Количественная интерпретация материалов ГИС проведена с помощью специализированной обрабатывающей программы «Interactive Petrophysics».

В продуктивных терригенных юрских отложениях установлены коллекторы порового типа, интерпретация базируется на терригенной модели месторождения.

Для выделения коллекторов и оценки эффективных толщин был использован весь комплекс промыслово-геофизических исследований, проведенный в скважинах.

Выделение пластов - коллекторов проводилось по традиционным качественным прямым и косвенным признакам терригенных поровых с применением количественных критериев, обоснованных на керне, когда пласты перестают быть коллекторами – нижний предел пористости $K_p^{гр}=0,18$ д.ед. и верхний предел объемной глинистости. – $K_{гл}=0,36$ д.ед.

Разделение пластов по характеру насыщения осуществляется по методам сопротивлений – по поведению кривых ИК, БК по отношению к вмещающим глинам и по количественному параметру $K_{нг_гр}=0,40$ д.ед: (подтвержденному результатами опробования) [9,3].

Определение глинистости коллекторов проводилось по данным гамма-метода с использованием двойного разностного параметра ($\Delta ГК$), рассчитанного по уравнению Ларионова В.В. для древних пород.

Определение K_p по ГИС осуществлялось по комплексу методов АК, ГТК, НК в сочетании с фотоэлектрическим методом; в основу определения пористости положены известные зависимости « $\Delta T - K_p$ », «ГТКП – K_p » и «НК – K_p ».

Коэффициент водонасыщенности рассчитывался по методу электрического сопротивления по уравнению Арчи-Дахнова с применением обобщенных петрофизических зависимостей ($R_p=1,0/K_p^{1,93}$, $R_n=1,11/K_v^{1,56}$), полученных на своем керне:

$$K_v=(a \cdot R_v / (K_p^{-m} R_p))^{1/n}$$

Коэффициент нефтенасыщенности определялся как – $K_{нг}=1-K_v$.

Результатами интерпретации петрофизических параметров является полученные величины коэффициентов пористости и насыщенности, а также литологический состав.

В таблице 2.2.9 представлены средние значения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов по горизонтам, определенные по результатам материалов ГИС.

Таблица 2.2.9 – Характеристика емкостно-фильтрационных свойств и нефтегазонасыщенности

| Горизонт | Метод определения | Наименование параметра | Проницаемость, 10^{-3} мкм ² | Пористость, д.ед | Нефтенас., д.ед. |
|----------|----------------------------|------------------------|---|------------------|------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Ю-I | Лабораторные исследования | Кол-во скважин | 1 (Э-1) | 1 (Э-1) | |
| | | Кол-во определений | 9 | 9 | |
| | | Среднее значение | 178,6 | 0,297 | |
| | | Коэффициент вариации | 1,1145 | 0,0034 | |
| | | Интервал изменения | 18,4-583,9 | 0,270-0,325 | |
| Ю-I-A | Геофизические исследования | Кол-во скважин | | 5 | 5 |
| | | Кол-во определений | | 9 | 9 |
| | | Среднее значение | | 0,28 | 0,58 |
| | | Коэффициент вариации | | 0,011 | 0,036 |
| | | Интервал изменения | | 0,23-0,32 | 0,44-0,75 |
| Ю-I-B | Геофизические исследования | Кол-во скважин | | 6 | 6 |
| | | Кол-во определений | | 9 | 9 |
| | | Среднее значение | | 0,27 | 0,67 |
| | | Коэффициент вариации | | 0,012 | 0,028 |
| | | Интервал изменения | | 0,22-0,33 | 0,50-0,83 |
| Ю-I-B | Геофизические | Кол-во скважин | | 5 | 5 |



| | | | | | |
|---------|----------------------------|----------------------|---------------------------------|---------------------------------|-----------|
| | исследования | Кол-во определений | | 6 | 5 |
| | | Среднее значение | | 0,25 | 0,52 |
| | | Коэффициент вариации | | 0,003 | 0,036 |
| | | Интервал изменения | | 0,23-0,27 | 0,44-0,68 |
| Ю-II | Лабораторные исследования | Кол-во скважин | 2 (Э-10,Э-1) | 2 (Э-10,Э-1) | |
| | | Кол-во определений | 25 | 25 | |
| | | Среднее значение | 1768,7 | 0,297 | |
| | | Коэффициент вариации | 0,1941 | 0,0019 | |
| | | Интервал изменения | 553,2-2963,2 | 0,263-0,317 | |
| Ю-II-A | Геофизические исследования | Кол-во скважин | | 48 | 46 |
| | | Кол-во определений | | 79 | 71 |
| | | Среднее значение | | 0,26 | 0,62 |
| | | Коэффициент вариации | | 0,011 | 0,027 |
| | | Интервал изменения | | 0,20-0,34 | 0,44-0,81 |
| Ю-III | Лабораторные исследования | Кол-во скважин | 2 (Э-10,Э-1) | 2 (Э-10,Э-1) | |
| | | Кол-во определений | 8 | 8 | |
| | | Среднее значение | 1942,5 | 0,305 | |
| | | Коэффициент вариации | 0,1816 | 0,0023 | |
| | | Интервал изменения | 46,8-2903,4 | 0,269-0,317 | |
| Ю-III-A | Геофизические исследования | Кол-во скважин | | 55 | 53 |
| | | Кол-во определений | | 97 | 94 |
| | | Среднее значение | | 0,27 | 0,66 |
| | | Коэффициент вариации | | 0,027 | 0,037 |
| | | Интервал изменения | | 0,17-0,40 | 0,44-0,89 |
| Ю-III-B | Геофизические исследования | Кол-во скважин | | 2 | 2 |
| | | Кол-во определений | | 2 | 2 |
| | | Среднее значение | | 0,28 | 0,61 |
| | | Коэффициент вариации | | 0,0001 | 0,0003 |
| | | Интервал изменения | | 0,28 | 0,60-0,62 |
| Ю-IV | Лабораторные исследования | Кол-во скважин | 3 (Э-10, Э-1, Э-11) | 3 (Э-10, Э-1, Э-11) | |
| | | Кол-во определений | 19 | 19 | |
| | | Среднее значение | 1790,2 | 0,305 | |
| | | Коэффициент вариации | 0,2022 | 0,0013 | |
| | | Интервал изменения | 552,5-3592,8 | 0,276-0,319 | |
| | Геофизические исследования | Кол-во скважин | | 99 | 97 |
| | | Кол-во определений | | 111 | 102 |
| | | Среднее значение | | 0,25 | 0,63 |
| | | Коэффициент вариации | | 0,020 | 0,036 |
| Ю-V | Лабораторные исследования | Кол-во скважин | 6 (32, 33, 34, Э-10, Э-1, Э-11) | 6 (32, 33, 34, Э-10, Э-1, Э-11) | |
| | | Кол-во определений | 67 | 67 | |
| | | Среднее значение | 735,3 | 0,287 | |
| | | Коэффициент вариации | 1,2703 | 0,0157 | |
| | | Интервал изменения | 16,0-3713,5 | 0,223-0,340 | |
| | Геофизические исследования | Кол-во скважин | | 62 | 62 |
| | | Кол-во определений | | 184 | 174 |
| | | Среднее значение | | 0,27 | 0,65 |
| | | Коэффициент вариации | | 0,024 | 0,040 |
| Ю-VI | Лабораторные исследования | Кол-во скважин | 1 (Э-1) | 1 (Э-1) | |
| | | Кол-во определений | 8 | 8 | |
| | | Среднее значение | 129,2 | 0,288 | |
| | | Коэффициент вариации | 0,5649 | 0,0069 | |
| | | Интервал изменения | 17,8-261,7 | 0,239-0,314 | |
| Ю-VI-A | Геофизические исследования | Кол-во скважин | | 16 | 15 |
| | | Кол-во определений | | 18 | 17 |
| | | Среднее значение | | 0,27 | 0,58 |
| | | Коэффициент вариации | | 0,013 | 0,020 |
| | | Интервал изменения | | 0,23-0,34 | 0,47-0,76 |



| | | | | | |
|----------|----------------------------|----------------------|-------------------|-------------------|-----------|
| Ю-VI-Б | Геофизические исследования | Кол-во скважин | | 9 | 9 |
| | | Кол-во определений | | 14 | 14 |
| | | Среднее значение | | 0,25 | 0,53 |
| | | Коэффициент вариации | | 0,007 | 0,019 |
| | | Интервал изменения | | 0,21-0,29 | 0,45-0,68 |
| Ю-VII | Лабораторные исследования | Кол-во скважин | 1 (134) | 1 (134) | |
| | | Кол-во определений | 4 | 4 | |
| | | Среднее значение | 447,3 | 0,304 | |
| | | Коэффициент вариации | 1,573 | 0,007 | |
| | | Интервал изменения | 72,5-1417,3 | 0,277-0,346 | |
| Ю-VII-A | Геофизические исследования | Кол-во скважин | | 8 | 8 |
| | | Кол-во определений | | 11 | 11 |
| | | Среднее значение | | 0,28 | 0,51 |
| | | Коэффициент вариации | | 0,008 | 0,017 |
| | | Интервал изменения | | 0,25-0,33 | 0,44-0,64 |
| Ю-VIII | Лабораторные исследования | Кол-во скважин | 3 (Э-1, Э-2, 134) | 3 (Э-1, Э-2, 134) | |
| | | Кол-во определений | 27 | 27 | |
| | | Среднее значение | 1034,7 | 0,307 | |
| | | Коэффициент вариации | 1,036 | 0,0147 | |
| | | Интервал изменения | 8,6-3540 | 0,188-0,335 | |
| Ю-VIII-A | Геофизические исследования | Кол-во скважин | | 38 | 37 |
| | | Кол-во определений | | 70 | 66 |
| | | Среднее значение | | 0,26 | 0,53 |
| | | Коэффициент вариации | | 0,017 | 0,028 |
| | | Интервал изменения | | 0,19-0,36 | 0,44-0,76 |
| Ю-VIII-Б | Геофизические исследования | Кол-во скважин | | 6 | 6 |
| | | Кол-во определений | | 17 | 15 |
| | | Среднее значение | | 0,26 | 0,52 |
| | | Коэффициент вариации | | 0,019 | 0,029 |
| | | Интервал изменения | | 0,21-0,35 | 0,44-0,70 |
| Ю-IX | Лабораторные исследования | Кол-во скважин | 2 (Э1, КМ-1) | 2 (Э1, КМ-1) | |
| | | Кол-во определений | 14 | 14 | |
| | | Среднее значение | 423,6 | 0,293 | |
| | | Коэффициент вариации | 3,5233 | 0,0124 | |
| | | Интервал изменения | 14,3-3181,1 | 0,235-0,350 | |
| Ю-IX-A | Геофизические исследования | Кол-во скважин | | 36 | 33 |
| | | Кол-во определений | | 74 | 69 |
| | | Среднее значение | | 0,26 | 0,54 |
| | | Коэффициент вариации | | 0,013 | 0,022 |
| | | Интервал изменения | | 0,21-0,35 | 0,44-0,77 |
| Ю-X | Лабораторные исследования | Кол-во скважин | 1 (134) | 1 (134) | |
| | | Кол-во определений | 3 | 3 | |
| | | Среднее значение | 385,1 | 0,313 | |
| | | Коэффициент вариации | 0,2410 | 0,0013 | |
| | | Интервал изменения | 215,8-649,5 | 0,303-0,329 | |
| | Геофизические исследования | Кол-во скважин | | 18 | 17 |
| | | Кол-во определений | | 44 | 42 |
| | | Среднее значение | | 0,27 | 0,62 |
| | | Коэффициент вариации | | 0,005 | 0,020 |
| | | Интервал изменения | | 0,22-0,33 | 0,44-0,81 |

2.3 Физико-химические свойства и состав нефти, газа и воды

В данном разделе приведены результаты исследований всех флюидов, полученных по состоянию изученности на 01.04.2025 г.

Всего проанализировано 33 пробы пластовой нефти, 26 проб нефти в поверхностных условиях и 39 проб нефтяного газа.

2.3.1 Свойства пластовой нефти

По состоянию изученности на 01.04.2025 г. по месторождению Каратурун Морской изучено 33 пробы пластовой нефти.

Исследование нефти в пластовых условиях выполнялось в лаборатории АО «НИПИнефтегаз» на установке FLUID EVAL компании «Vinci Technologies» (Франция).

Все исследования флюидов в пластовых и поверхностных условиях проводились по внутренним методикам, согласно ОСТу 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

По пробам пластовой нефти выполнены следующие виды исследования:

- опыт контактного разгазирования (при постоянной массе);
- опыт однократного разгазирования пластовой нефти;
- опыт дифференциального разгазирования пластовой нефти;
- определение плотности пластовой нефти;
- определение вязкости пластовой нефти;
- определение компонентного состава нефтяного газа, выделившегося при однократном и дифференциальном разгазировании пластовой нефти;
- определение компонентного состава разгазированной нефти и расчет компонентного состава пластовой нефти.

В результате опыта контактного разгазирования пластовой нефти получены значения давления насыщения и средний коэффициент сжимаемости пластовой нефти в диапазоне давлений от пластового до давления насыщения.

При однократном разгазировании пластовой нефти до стандартных условий определялись газосодержание, объемный коэффициент, плотность пластовой нефти, коэффициент растворимости газа в нефти, усадка.

Физико-химические свойства пластовой нефти рассматриваются как по продуктивным горизонтам, так и по объектам разработки.

Результаты исследований глубинных проб нефти представлены в таблице 2.3.1.1.



Таблица 2.3.1.1 – Месторождение Каратурун Морской. Свойства пластовой нефти по состоянию изученности на 01.04.2025 г.

| Скважина | Интервал перфорации, м | Горизонт | Дата отбора | № пробы | Р _{пл.} , МПа | Т _{пл.} , °С | Р _{нас.} , МПа | Газосодержание | | Объемный коэффициент, д. ед. | Усадка нефти, % | Плотность нефти, г/см ³ | Плотность дегаз. нефти, г/м ³ | Вязкость нефти, мПа*с | Коэффициент сжимаемости 10 ⁻⁴ /МПа | Коэффициент растворимости, м ³ /м ³ * МПа | Организация-исполнитель |
|----------------------------------|---|----------|-------------|---------|------------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------|--------------------------------|------------------------------|-----------------|------------------------------------|--|-----------------------|---|---|-------------------------|
| | | | | | | | | м ³ /т | м ³ /м ³ | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| II объект разработки | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Горизонт Ю-IV+V | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 34 | 976,0-980,0; 993,0-1004,0 | Ю-IV+V | 04.06.2009 | 1 | 10,2 | 38,3 | 4,95 | 18,62 | 16,72 | 1,032 | 3,10 | 0,882 | 0,898 | 17,40 | 6,02 | 3,38 | АО «НИПИнефтегаз» |
| | | | | 2 | | | 4,43 | 16,32 | 14,64 | 1,030 | 2,91 | 0,882 | 0,897 | 18,21 | 6,25 | 3,40 | |
| | | | | 3 | | | 5,20 | 20,86 | 18,73 | 1,034 | 3,29 | 0,882 | 0,897 | 15,62 | 6,55 | 3,62 | |
| Среднее по скважине 34 | | | | | | | 4,86 | 18,60 | 16,70 | 1,032 | 3,10 | 0,882 | 0,897 | 17,08 | 6,27 | 3,47 | |
| 103 | 972,7-975,7; 977,3-981,5; 991,5-992,4; 995,2-997,2; 998-999,6 Гл. отбора – 972,2 м | Ю-IV+V | 03.04.2021 | 1 | 9,82 | 39,4 | 4,95 | 20,38 | 18,44 | 1,045 | 4,35 | 0,878 | 0,9052 | 12,38 | 8,37 | 3,70 | АО «НИПИнефтегаз» |
| | | | | 2 | | | 5,97 | 23,50 | 21,35 | 1,051 | 4,82 | 0,879 | 0,9086 | 11,03 | 8,35 | 3,56 | |
| | | | | 3 | | | 5,73 | 22,27 | 20,14 | 1,044 | 4,20 | 0,879 | 0,9042 | 13,19 | 9,41 | 3,50 | |
| Среднее по скважине 103 | | | | | | | 5,55 | 22,05 | 19,98 | 1,047 | 4,46 | 0,879 | 0,906 | 12,20 | 8,71 | 3,59 | |
| 120 | 969,5-971,2; 975,0-977,7; 989,5-990,7; 993,8-997,8 | Ю-IV+V | 27.10.2021 | 2 | 9,55 | 38,48 | 8,00 | 34,02 | 30,64 | 1,073 | 6,83 | 0,859 | 0,901 | 6,10 | 11,51 | 3,88 | АО «НИПИнефтегаз» |
| | | | | 3 | | | 8,03 | 33,15 | 29,92 | 1,074 | 6,86 | 0,860 | 0,903 | 6,20 | 11,67 | 3,78 | |
| Среднее по скважине 120 | | | | | | | 8,02 | 33,59 | 30,28 | 1,074 | 6,85 | 0,859 | 0,902 | 6,15 | 11,59 | 3,83 | |
| Среднее по горизонту Ю-IV+V | | | | | | | 5,91 | 23,64 | 21,32 | 1,048 | 4,55 | 0,875 | 0,902 | 12,52 | 8,52 | 3,60 | |
| Горизонт Ю-V | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 32 | 992,0-1001,0 | Ю-V | 08.09.2008 | 1 | 8,92 | 39,0 | 6,5 | 31,34 | 27,91 | 1,048 | 4,62 | 0,860 | 0,890 | 8,50 | 9,41 | 4,29 | АО «НИПИнефтегаз» |
| | | | | 2 | | | 6,3 | 30,85 | 27,47 | 1,045 | 3,15 | 0,861 | 0,891 | 8,50 | 9,14 | 4,36 | |
| | | | | 3 | | | 6,6 | 31,01 | 27,61 | 1,046 | 3,63 | 0,860 | 0,887 | 8,30 | 9,62 | 4,18 | |
| Среднее по скважине 32 | | | | | | | 6,47 | 31,10 | 27,70 | 1,046 | 3,80 | 0,860 | 0,890 | 8,50 | 9,39 | 4,28 | |
| 35 | 992,0– 999,5 | Ю-V | 19.06.2013 | 1 | 10,9 | 40,0 | 5,99 | 41,53 | 37,19 | 1,142 | 12,40 | 0,809 | 0,896 | 3,84 | 28,20 | 6,21 | АО «НИПИнефтегаз» |
| | | | | 2 | | | 6,17 | 46,02 | 41,25 | 1,154 | 13,30 | 0,803 | 0,897 | 3,42 | 30,40 | 6,69 | |
| Среднее по скважине 35 | | | | | | | 6,08 | 43,78 | 39,22 | 1,148 | 12,90 | 0,806 | 0,896 | 3,63 | 29,30 | 6,45 | |
| 32* | 992,0-1001,0 | Ю-V | 05.06.2009 | 1 | 10,1 | 39,0 | 10,12 | 39,55 | 35,25 | 1,069 | 6,45 | 0,857 | 0,891 | 1,98 | 9,56 | 3,48 | АО «НИПИнефтегаз» |
| | | | | 2 | | | 10,12 | 41,02 | 36,76 | 1,072 | 6,72 | 0,856 | 0,896 | 1,90 | 9,45 | 3,63 | |
| Среднее по горизонту Ю-V | | | | | | | 6,31 | 36,15 | 32,29 | 1,087 | 7,43 | 0,839 | 0,892 | 6,51 | 17,35 | 5,15 | |
| Среднее по II объекту разработки | | | | | | | 6,06 | 28,45 | 25,54 | 1,0629 | 5,65 | 0,861 | 0,898 | 10,21 | 11,92 | 4,20 | |
| III объект разработки | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Горизонт Ю-VIII | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Э-10* | 1058,6-1061,5; 1063,2-1064,0; Гл.отбора-900 м | Ю-VIII | 22.07.2018 | 1 | 10,01 | 37,1 | 10,01 | 43,57 | 38,33 | 1,088 | 8,09 | 0,833 | 0,880 | 6,33 | 21,18 | 3,83 | АО «НИПИнефтегаз» |
| | | | | 3 | | | 10,01 | 46,37 | 40,87 | 1,095 | 8,68 | 0,83 | 0,881 | 6,48 | 22,14 | 4,08 | |
| Э-11* | 1061,0-1065,0; 1067,0-1068,4; Гл.отбора-1045 м | Ю-VIII | 11.01.2019 | 1 | 10,2 | 42,4 | 1,56 | 5,54 | 4,90 | 1,024 | 2,34 | 0,867 | 0,883 | 14,38 | 7,30 | 3,14 | АО «НИПИнефтегаз» |
| | | | | 2 | | | 2,94 | 9,10 | 8,04 | 1,031 | 3,01 | 0,864 | 0,883 | 14,18 | 7,58 | 2,73 | |
| | | | | 3 | | | 0,88 | 4,64 | 4,10 | 1,020 | 1,96 | 0,869 | 0,883 | 16,32 | 7,24 | 4,66 | |
| Э-11 | 1061,0-1065,0; 1067,0-1068,4; Гл.отбора-330 м | Ю-VIII | 09.02.2019 | 2 | 10,2 | 42,4 | 7,42 | 30,18 | 26,56 | 1,066 | 6,19 | 0,853 | 0,880 | 7,14 | 12,16 | 3,58 | АО «НИПИнефтегаз» |
| | | | | 3* | | | 5,35 | 24,72 | 21,76 | 1,058 | 5,48 | 0,854 | 0,880 | 7,70 | 10,56 | 4,07 | |
| Среднее по горизонту Ю-VIII | | | | | | | 7,42 | 30,18 | 26,56 | 1,066 | 6,19 | 0,853 | 0,880 | 7,14 | 12,16 | 3,58 | |
| Горизонт Ю-IX | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ЭР-16* | 1100,3-1102,1; 1102,7-1103,5; 1108,1-1109,2 | Ю-IX | 09.02.2019 | 1 | 9,6 | 37,2 | 2,7 | 9,74 | 8,53 | 1,054 | 5,12 | 0,839 | 0,876 | 11,3 | 8,52 | 3,16 | АО «НИПИнефтегаз» |
| | | | | 2 | | | 2,36 | 8,51 | 7,45 | 1,050 | 4,76 | 0,841 | 0,876 | 11,14 | 8,19 | 3,16 | |
| | | | | 3 | | | 2,74 | 11,78 | 10,32 | 1,055 | 5,21 | 0,841 | 0,876 | 11,26 | 8,40 | 3,77 | |
| Горизонт Ю-X | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Э-2* | 1135,6-1139,1; Гл. отбора – 800 м | Ю-X | 10.03.2019 | 1 | 8,97 | 38,0 | 1,65 | 8,17 | 7,18 | 1,024 | 2,34 | 0,865 | 0,879 | 11,62 | 9,04 | 4,35 | АО «НИПИнефтегаз» |
| | | | | 2 | | | 1,64 | 8,10 | 7,12 | 1,027 | 2,63 | 0,863 | 0,879 | 12,20 | 8,70 | 4,34 | |



Продолжение таблицы 2.3.1.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
|--|--|-----|------------|----|------|------|------|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|------|-------------------|
| 109* | 1131,0-1134,0, 1136,0-1141,0; Гл. отбора – 1130,5 м | Ю-Х | 26.04.2021 | 1 | 12,4 | 44,3 | 1,79 | 4,57 | 4,06 | 1,014 | 1,33 | 0,881 | 0,889 | 8,41 | 7,29 | 2,29 | АО «НИПИнефтегаз» |
| | | | | 2 | | | 2,47 | 6,72 | 5,91 | 1,016 | 1,53 | 0,873 | 0,879 | 8,00 | 8,24 | 2,42 | |
| | | | | 3 | | | 1,47 | 2,45 | 2,22 | 1,011 | 1,05 | 0,898 | 0,907 | 8,40 | 7,27 | 1,53 | |
| 130 | 1132,3-1140,0; 1141,0-1143,5; Гл. отбора - 750 м | Ю-Х | 27.12.2024 | 1 | 7,9 | 35,6 | 6,56 | 30,75 | 26,88 | 1,059 | 5,61 | 0,843 | 0,874 | 10,67 | 9,35 | 4,15 | АО «НИПИнефтегаз» |
| | | | | 2* | | | 7,69 | 39,22 | 34,29 | 1,072 | 6,71 | 0,838 | 0,874 | 9,90 | 9,70 | 4,52 | |
| | | | | 3* | | | 7,90 | 41,36 | 36,17 | 1,076 | 7,08 | 0,836 | 0,874 | 9,57 | 10,14 | 4,64 | |
| Среднее по горизонту Ю-Х | | | | | | | 6,56 | 30,75 | 26,88 | 1,059 | 5,61 | 0,843 | 0,874 | 10,67 | 9,35 | 4,15 | |
| Среднее по III объекту разработки | | | | | | | 6,99 | 30,47 | 26,72 | 1,063 | 5,90 | 0,848 | 0,877 | 8,91 | 10,76 | 3,87 | |
| Примечание: * – пробы непредставительные | | | | | | | | | | | | | | | | | |



I объект разработки

Физико-химические свойства пластовой нефти I объекта разработки месторождения Каратурун Морской не изучались и взяты по аналогии со свойствами пластовой нефти месторождения Каламкас (усреднённое значение по Ю-I и Ю-II).

Давление насыщения составляет 7,33 МПа, газосодержание 27,55 м³/т, объемный коэффициент нефти составляет 1,125 д.ед., вязкость и плотность пластовой нефти: 16,30 мПа·с и 0,847 г/см³ соответственно.

II объект разработки

Физико-химические свойства пластовой нефти II объекта разработки приняты по результатам исследований 13 проб пластовой нефти из скважин 32, 35 (горизонт Ю-V) и 34, 103, 120 (горизонт Ю-IV+V).

Результаты исследований скважины 32 от 05.06.2009 г. признаны некондиционными, так как были отобраны в двухфазном состоянии. После перевода проб, давление в ячейке поднимали выше пластового и перемешивали пробы с помощью автоматической мешалки в течение 12 часов, но образцы не смешивались. Далее избыток газа был выпущен, а с оставшимися пробами были проведены дальнейшие PVT-исследования. Давление насыщения было принято на уровне пластового, т.к. пробы пластовой нефти в пластовых условиях находились в двухфазном состоянии. Эти результаты не учитывались при усреднении данных.

Давление насыщения по II объекту разработки составляет в среднем 6,06 МПа, газосодержание 28,45 м³/т, объемный коэффициент нефти составляет 1,063 д.ед., вязкость и плотность пластовой нефти: 10,21 мПа·с и 0,861 г/см³ соответственно.

На рисунках 2.3.1.1-2.3.1.3 представлены зависимости основных параметров пластовой нефти горизонтов Ю-IV+V по скважинам 103 и 120, полученные в результате дифференциального разгазирования и позволяющие оценить характер и степень изменения этих параметров при снижении давления ниже давления насыщения.

III объект разработки

Физико-химические свойства пластовой нефти III объекта разработки приняты по результатам исследований пробы № 2 из скважины Э-11 (горизонт Ю-VIII) и пробы № 1 из скважины 130 (горизонт Ю-X).

Остальные пробы признаны непредставительными и результаты их исследований не рассматривались.

Скважина Э-10 (интервал перфорации 1058,6-1061,5; 1063,2-1064,0 м)

22 июля 2018 г. отобранные три пробы пластовой нефти с глубины 900 м были в

двухфазном состоянии с избытком газовой фазы ($P_{пл}=P_{нас.}$). Данные параметры пластового флюида признаны некондиционными и в усреднении свойств не принимали участие.

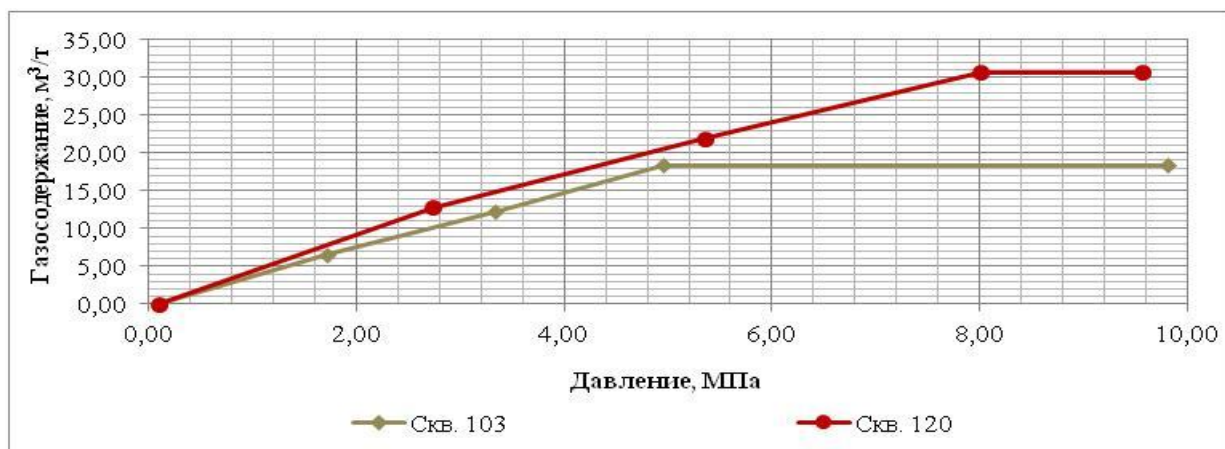


Рисунок 2.3.1.1 – Месторождение Каратурун Морской. Горизонт Ю-IV+V. Зависимость газосодержания от давления

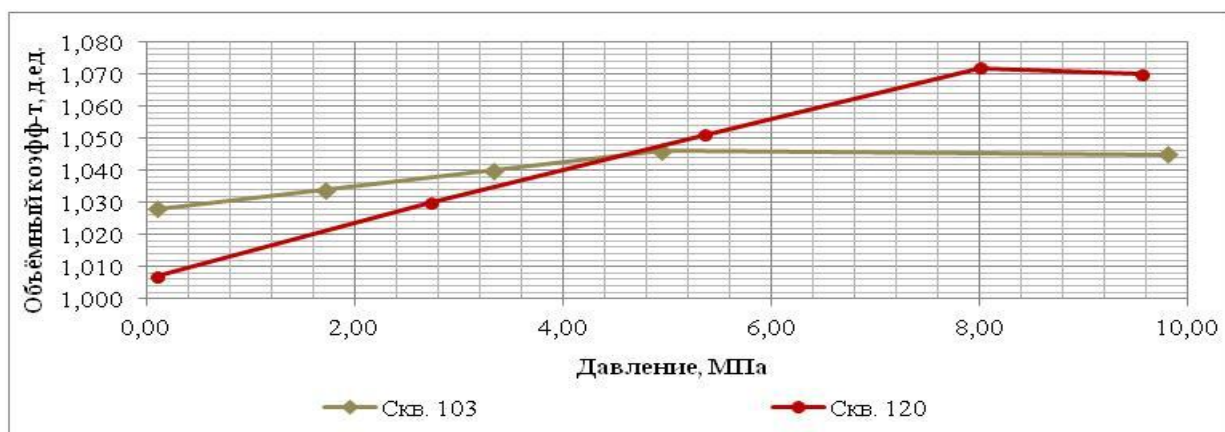


Рисунок 2.3.1.2 – Месторождение Каратурун Морской. Горизонт Ю-IV+V. Зависимость объемного коэффициента от давления

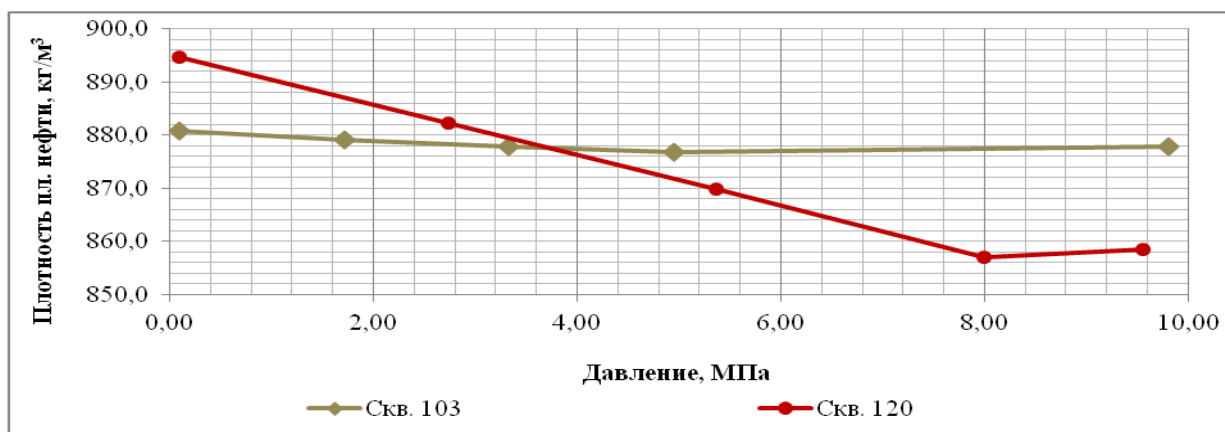


Рисунок 2.3.1.3 – Месторождение Каратурун Морской. Горизонт Ю-IV+V. Зависимость плотности пластовой нефти от давления

Скважина Э-11 (интервал перфорации 1061,0-1065,0; 1067,0-1068,4 м)

11 января 2019 г. были отобраны три глубинные пробы пластовой нефти (глубина отбора – 1045 м). При пластовых условиях (10,23 МПа, 42,35 °С) все три пробы были частично дегазированы. Повторный отбор проб от 26.01.19 г. с той же глубины оказался некондиционным (приемные камеры содержали только пластовую воду и газ).

9 февраля 2019 г. по горизонту Ю-VIII Недропользователем были проведены дополнительные ГДИС с отбором проб. По полученным результатам было отмечено, что плотность нефтяного флюида соответствует глубине 330 м. Одна из трех отобранных проб содержала водную и газовую фазу, а по двум другим был проведен полный комплекс PVT-исследований с получением параметров пластового флюида. Давление насыщения по одной из проб составило 7,42 МПа, по второй – 5,35 МПа. В связи с разбросом значений необходимо было бы признать пробы некондиционными, однако, ввиду отсутствия других данных, подсчетные параметры пластовой нефти горизонта Ю-VIII принимаются по исследованиям пробы № 2 от 09.02.2019 г. В дальнейшем свойства флюидов горизонта Ю-VIII должны будут уточняться.

Пробы пластовой нефти из скважин Э-2 и ЭР-16 *продуктивных горизонтов Ю-IX и Ю-X* содержали малое количество газа (проба № 3 из скв. Э-2 полностью дегазирована) и не были приняты для описания свойств пластовой нефти. Результаты исследований проб из скважины 109 также не использовались из-за заниженных значений.

Из скважины 130 в декабре 2024 г. были отобраны 3 параллельные пробы пластовой нефти (интервалы перфорации – 1132,3-1140,0; 1141,0-1143,5 м гл. отбора – 750 м). Две пробы отбраковываются из-за возможно частичного разгазирования, поскольку давление насыщения по данным пробам максимально приближено или равно пластовому.

Давление насыщения по III объекту разработки составляет 6,99 МПа, газосодержание 30,47 м³/т, объемный коэффициент нефти – 1,063 д.ед., вязкость и плотность пластовой нефти – 8,91 мПа·с и 0,848 г/см³ соответственно.

На рисунках 2.3.1.4-2.3.1.6 представлены зависимости основных параметров пластовой нефти горизонта Ю-X по скважине 130, полученные в результате дифференциального разгазирования и позволяющие оценить изменения этих параметров при снижении давления ниже давления насыщения.

В таблице 2.3.1.2 представлены средние значения параметров, диапазоны изменения и количество исследований пластовой нефти по состоянию изученности на 01.04.2025 г. по продуктивным горизонтам, в таблице 2.3.1.3 – по объектам разработки.



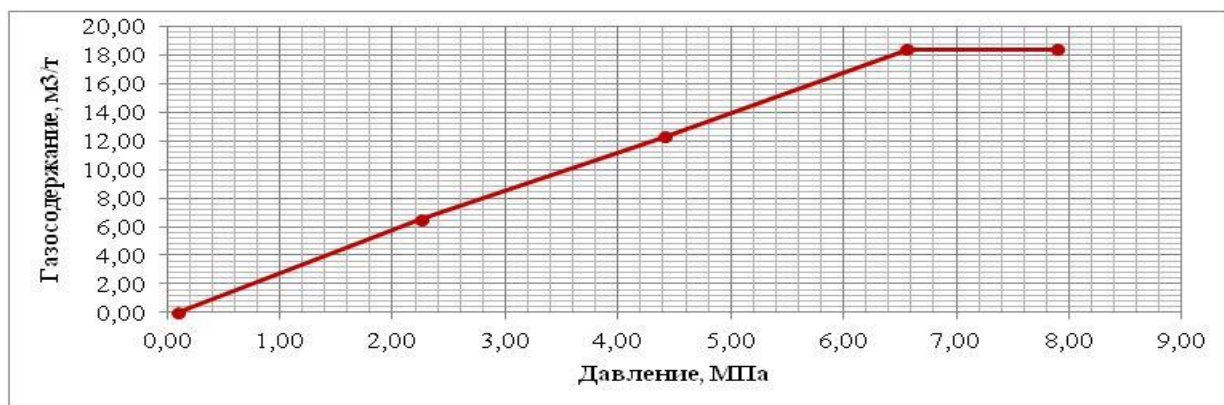


Рисунок 2.3.1.4 – Месторождение Каратурун Морской. Горизонт Ю-Х, скв. 130. Зависимость газосодержания от давления

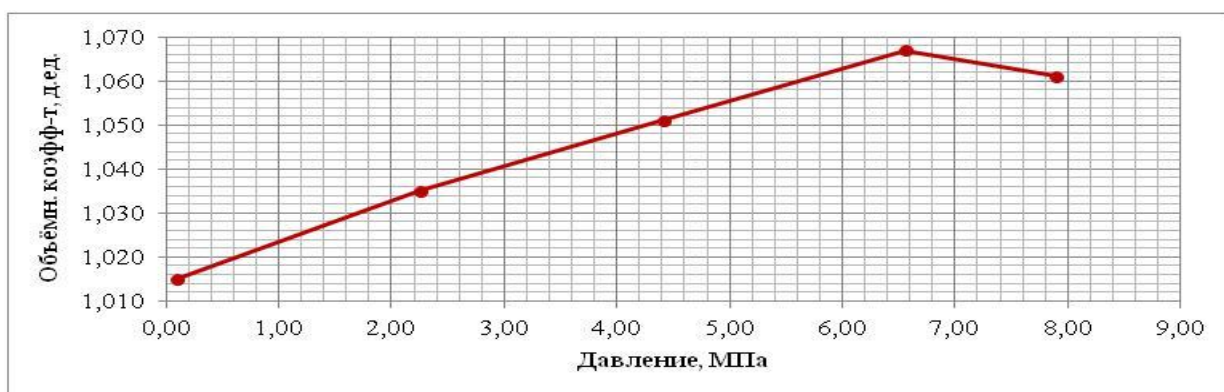


Рисунок 2.3.1.5 – Месторождение Каратурун Морской. Горизонт Ю-Х, скв. 130. Зависимость объёмного коэффициента от давления

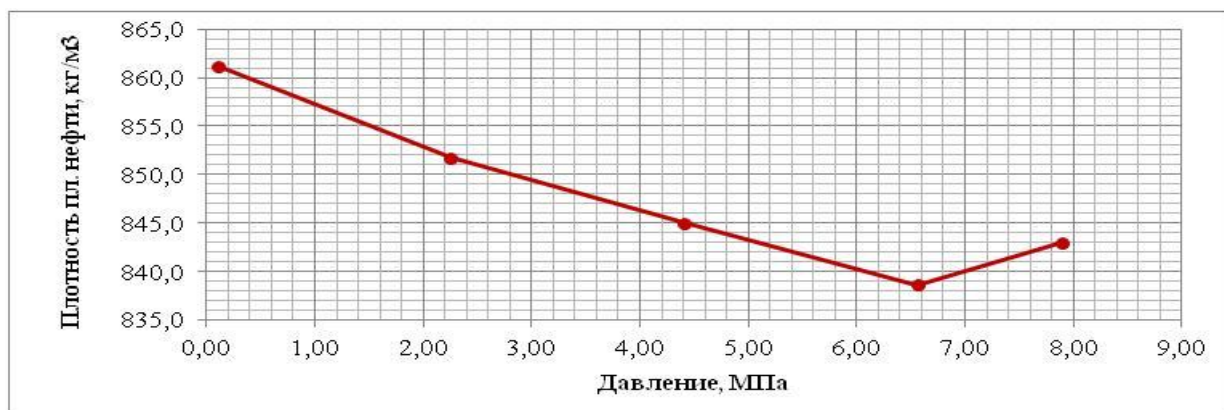


Рисунок 2.3.1.6 – Месторождение Каратурун Морской. Горизонт Ю-Х, скв. 130. Зависимость плотности пластовой нефти от давления

Поскольку исследований пластовой нефти по I объекту не проводилось, значения взяты по аналогии со свойствами пластовой нефти месторождения Каламкас (усреднённое значение по Ю-I и Ю-II).

Таблица 2.3.1.2 – Месторождение Каратурун Морской. Средние значения параметров пластовой нефти

| Наименование | Количество исследованных | | Диапазон изменения | Среднее значение |
|---|--------------------------|------|--------------------|------------------|
| | скв. | проб | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Горизонт Ю-IV+V | | | | |
| Давление насыщения, МПа | 3 | 8 | 4,43-8,03 | 5,91 |
| Газосодержание, м ³ /т | 3 | 8 | 16,32-34,02 | 23,64 |
| Объемный коэффициент стандартной сепарации, д.ед. | 3 | 8 | 1,030-1,074 | 1,048 |
| Плотность пластовой нефти, г/см ³ | 3 | 8 | 0,859-0,882 | 0,875 |
| Вязкость пластовой нефти, мПа*с | 3 | 8 | 6,10-18,21 | 12,52 |
| Горизонт Ю-V | | | | |
| Давление насыщения, МПа | 2 | 5 | 5,99-6,60 | 6,31 |
| Газосодержание, м ³ /т | 2 | 5 | 30,85-46,02 | 36,15 |
| Объемный коэффициент стандартной сепарации, д.ед. | 2 | 5 | 1,045-1,154 | 1,087 |
| Плотность пластовой нефти, г/см ³ | 2 | 5 | 0,803-0,861 | 0,839 |
| Вязкость пластовой нефти, мПа*с | 2 | 5 | 3,42-8,50 | 6,51 |
| Горизонт Ю-VIII | | | | |
| Давление насыщения, МПа | 1 | 1 | - | 7,42 |
| Газосодержание, м ³ /т | 1 | 1 | - | 30,18 |
| Объемный коэффициент стандартной сепарации, д.ед. | 1 | 1 | - | 1,066 |
| Плотность пластовой нефти, г/см ³ | 1 | 1 | - | 0,853 |
| Вязкость пластовой нефти, мПа*с | 1 | 1 | - | 7,14 |
| Горизонт Ю-X | | | | |
| Давление насыщения, МПа | 1 | 1 | - | 6,56 |
| Газосодержание, м ³ /т | 1 | 1 | - | 30,75 |
| Объемный коэффициент стандартной сепарации, д.ед. | 1 | 1 | - | 1,059 |
| Плотность пластовой нефти, г/см ³ | 1 | 1 | - | 0,843 |
| Вязкость пластовой нефти, мПа*с | 1 | 1 | - | 10,67 |

Таблица 2.3.1.3 – Месторождение Каратурун Морской. Средние значения параметров пластовой нефти объектам разработки

| Параметры | Объекты разработки | | |
|---|--------------------|-------|-------|
| | I* | II | III |
| Давление насыщения, МПа | 7,33 | 6,06 | 6,99 |
| Газосодержание: м ³ /т | 27,55 | 28,45 | 30,47 |
| м ³ /м ³ | 23,45 | 25,54 | 26,72 |
| Объемный коэффициент | 1,125 | 1,063 | 1,063 |
| Усадка, % | 12,85 | 5,65 | 5,90 |
| Плотность пластовой нефти, г/см ³ | 0,847 | 0,861 | 0,848 |
| Вязкость пластовой нефти, мПа*с | 16,3 | 10,21 | 8,91 |
| Примечание: * - значения взяты по аналогии со свойствами пластовой нефти месторождения Каламкас | | | |

2.3.2 Свойства дегазированной нефти

Всего по состоянию изученности на 01.04.2025 г. на месторождении Каратурун Морской были исследованы 26 проб дегазированной нефти, отобранная с юрских горизонтов Ю-I, Ю-II, Ю-IV, Ю-V, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X.

Лабораторные исследования проб нефти проводились в лабораториях ГрозНИИ, ЦЛ «ГНГГ», АО «НИПИнефтегаз» и АО «КазНИПИмунайгаз».

I объект разработки представлен результатами исследований 2-х проб нефти из скважин 18, 133 горизонта Ю-I и 2-х проб нефти из скважин 18, 22 горизонта Ю-II.



В начале 2025 г. отобрана устьевая проба нефти из скважины 133 (интервалы перфорации – 883,9-887,0; 918,6-921,1 м). Интервалы перфорации принадлежат совместно горизонтам Ю-I+Ю-II. Основной приток идёт с горизонта Ю-I и свойства данной пробы рассматриваются по горизонту Ю-I.

II объект разработки представлен результатами исследований 2-х проб из скважины 18 горизонта Ю-IV, 5 проб из скважин Э-7, 18, 21, 32, 126 горизонта Ю-V.

III объект разработки представлен результатами исследований 4-х проб нефти из скважин Э-10, Э-11 горизонта Ю-VIII, 5 проб из скважин ЭР-16, 125, 129 горизонта Ю-IX и 6 проб из скважин Э-2, ЭР-18, 130 горизонта Ю-X.

Все результаты исследований дегазированной нефти, полученные по состоянию изученности на 01.04.2025 г. представлены в таблице 1.3.5, где приведены средние значения в пределах продуктивных горизонтов и объектов разработки.

Из таблицы 2.3.2.1 видно, что нефть всех юрских горизонтов месторождения Каратурун Морской характеризуется тяжелым составом.

Характеристика физико-химических свойств дегазированной нефти приводится в целом по месторождению Каратурун Морской.

Плотность нефти юрских горизонтов, определенная при температуре 20 °С в зависимости от продуктивного горизонта, колеблется от 0,8770 до 0,9067 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С колеблется от 26,79 до 137,50 мм²/с, а при температуре 50 °С от 9,43 до 29,44 мм²/с.

Содержание парафинов находится в диапазоне 2,40-4,30 % масс., нефть является парафинистой. Температура плавления парафинов определялась только по двум пробам и находится в диапазоне 56-57 °С. Содержание асфальто-смолистых веществ находится в диапазоне 5,27-16,10 % масс. По содержанию общей серы нефть по всем горизонтам можно отнести к классу сернистой нефти, т.к. содержание общей серы в зависимости от горизонта колеблется от 0,63 до 1,42 % масс.

Из таблицы 2.3.2.1 видно, что в результатах по определению температуры застывания наблюдается большой разброс от минус 19 до плюс 0 °С.

Объемный выход светлых фракций в дегазированной нефти, выкипающий до температуры 300 °С, представлен диапазоном от 26 до 37 %.

Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С низок и находится в диапазоне от 2 до 8 % об.



Таблица 2.3.2.1 – Месторождение Каратурун Морской. Свойства дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.04.2025 г.

| № скважины | Интервал перфорации, м | Дата отбора | Плотность при 20 °С г/см ³ | Вязкость кинематическая, мм ² /с при | | | | Содержание, % масс. | | | | | Хлористые соли, мг/дм ³ | Кислотное число, мг КОН/г | Температура, °С | | | | Выход фракций, % об. при | | | | Исполнитель |
|-----------------------------|---|-------------|--|---|--------|-------|-------|---------------------|-----------------------------|------------|-------------|-----------|------------------------------------|---------------------------|-----------------|--------------------|------------|----------------|--------------------------|--------|--------|--------|--------------------|
| | | | | 20 °С | 30 °С | 40 °С | 50 °С | Парафины | Асфальто-смолистые вещества | Сера общая | Коксуемость | Зольность | | | Вспышки в з/т | Плавления парафина | Застывания | Начала кипения | 200 °С | 250 °С | 300 °С | 350 °С | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| I объект разработки | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Горизонт Ю-I | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 18 | 886,0-893,0 | 02.1981 | 0,9067 | 137,50 | 72,51 | 36,06 | 29,44 | - | - | 1,42 | 3,40 | 0,01 | 600 | - | 100 | - | - | 182 | 3 | 13 | 29 | - | ЦЛ ГНГГ |
| 133 | 883,9-887,0; 918,6-921,1 | 13.01.2025 | 0,9282 | 380,60 | - | 100,0 | 24,67 | 2,10 | 16,50 | 1,51 | - | 0,07 | 59759 | - | 91 | - | - | 199 | - | 6 | 25 | 37 | АО НИПИнефтегаз |
| Среднее по горизонту Ю-I | | | 0,9175 | 259,05 | 72,51 | 68,03 | 27,06 | 2,10 | 16,50 | 1,47 | 3,40 | 0,039 | 30180 | - | 95,5 | - | - | 191 | 3 | 9,5 | 27 | 37 | |
| Горизонт Ю-II | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 22 | 912,0-916,0 | 09.1986 | 0,8928 | 50,30 | 30,95 | 20,75 | 14,46 | 4,30 | 16,10 | 0,90 | 1,60 | 0,06 | - | - | 83 | 56 | - | 194 | - | 18 | 37 | - | ЦЛ ГНГГ |
| 18 | 915,0-920,0 | 12.1980 | 0,9122 | 180,60 | 94,77 | 56,04 | 35,35 | - | - | 0,79 | 3,13 | 0,01 | 83 | - | 110 | - | - | 224 | - | 6 | 26 | - | ЦЛ ГНГГ |
| Среднее по горизонту Ю-II | | | 0,9025 | 115,50 | 62,86 | 38,40 | 24,91 | 4,30 | 16,10 | 0,85 | 2,37 | 0,04 | 83 | - | 97 | 56 | - | 209 | - | 12 | 32 | - | |
| Среднее по I объекту | | | 0,9100 | 187,25 | 66,08 | 53,21 | 25,98 | 3,20 | 16,30 | 1,16 | 2,71 | 0,04 | 20147 | - | 96 | 56 | - | 200 | 3 | 11 | 29 | 37 | |
| II объект разработки | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Горизонт Ю-IV | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 18 | 970,0-976,0 | 12.1980 | 0,8936 | 64,60 | 36,41 | 23,97 | 17,42 | - | - | 1,47 | 2,3 | 0,01 | 138 | - | 86 | - | - | 195 | - | 11 | 31 | - | ЦЛ ГНГГ |
| 18 | 970,0-976,0 | 11.1980 | 0,8953 | - | - | - | - | 3,40 | 6,50 | 0,60 | 1,6 | - | 497 | - | 92 | - | 1 | - | 2 | - | - | 37 | ГрозНИИ |
| Среднее по горизонту Ю-IV | | | 0,8945 | 64,60 | 36,41 | 23,97 | 17,42 | 3,40 | 6,50 | 1,04 | 2,0 | 0,01 | 318 | - | 89 | - | 1 | 195 | 2 | 11 | 31 | 37 | |
| Горизонт Ю-V | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Э-7 | 1027,0-1029,1; 1031,5-1032,7 | 19.11.2016 | 0,9000 | 179,50 | - | 60,10 | 38,10 | 2,70 | - | 0,28* | - | 2,4 | 400 | - | 90 | - | -27 | 121 | 11 | 17 | 23 | - | АО КазНИПИмунайгаз |
| 18 | 988,0-997,0 | 10.1980 | 0,8963 | - | - | - | - | 3,70 | 6,90 | 0,80 | 2,1 | 0,07 | 480 | 0,03 | 82 | - | 5 | - | 2 | - | - | 38 | ГрозНИИ |
| 21 | 993,0-999,0 | 12.1980 | 0,9110 | 169,40 | 87,21 | 56,05 | 34,74 | - | - | 1,44 | 2,17 | 0,02 | 110 | - | 109 | - | - | 220 | - | 4 | 22 | - | ЦЛ ГНГГ |
| 32 | 992,0-1001,0 | 08.2007 | 0,8914 | 55,78 | 34,74 | 14,96 | - | 2,30 | 8,00 | 0,70 | - | - | 121 | - | - | 57 | -36 | 148 | 3 | - | 28 | - | АО НИПИнефтегаз |
| 126 | 991,0-992,4; 995,4-996,3 | 05.06.2024 | 0,8896 | 58,58 | - | 22,24 | 15,06 | 2,20 | 6,50 | 0,81 | - | 0,12 | 1108,6 | - | 59 | - | - | 155 | 3,5 | 14 | 29 | 47 | АО НИПИнефтегаз |
| Среднее по горизонту Ю-V | | | 0,8977 | 115,82 | 60,98 | 38,34 | 29,30 | 2,73 | 7,13 | 0,94 | 2,14 | 0,65 | 443,9 | 0,03 | 85 | 57 | -19 | 165 | 5 | 12 | 26 | 43 | |
| Среднее по II объекту | | | 0,8967 | 105,57 | 52,79 | 35,46 | 26,33 | 2,86 | 6,98 | 0,97 | 2,04 | 0,52 | 407,8 | 0,03 | 86,3 | 57 | -14 | 173 | 4 | 12 | 27 | 41 | |
| III объект разработки | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Горизонт Ю-VIII | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Э-10 | 1058,6-1061,5; 1063,2-1064,0 | 22.07.2018 | 0,8816 | 38,84 | 19,25 | - | 11,42 | 2,90 | 5,80 | 1,90 | - | 0,134 | 56,1 | - | - | - | -12 | 168 | 4 | 13 | 36 | 51 | АО НИПИнефтегаз |
| Э-11 | 1061,0-1065,0; 1067,0-1068,4 | 11.01.2019 | 0,8834 | 43,13 | 25,96 | - | 12,15 | - | - | 0,66 | - | - | - | - | - | - | 0 | - | - | - | - | - | АО НИПИнефтегаз |
| Э-11 | 1061,0-1065,0; 1067,0-1068,4 | 09.02.2019 | 0,8803 | 31,98 | 18,65 | - | 10,95 | - | - | 0,62 | - | - | - | - | - | - | -9 | - | - | - | - | - | |
| | | | 0,8803 | 28,15 | 16,29 | - | 9,42 | - | - | 0,62 | - | - | - | - | - | - | -9 | - | - | - | - | - | |
| Среднее по горизонту Ю-VIII | | | 0,8818 | 37,98 | 21,287 | - | 11,51 | 2,90 | 5,80 | 1,06 | - | 0,134 | 56,1 | - | - | - | -7 | 168 | 4 | 13 | 36 | 51 | |
| Горизонт Ю-IX | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ЭР-16 | 1100,3-1102,1; 1102,7-1103,5; 1108,1-1109,2 | 09.02.2019 | 0,8757 | 25,00 | 15,13 | - | 9,35 | - | - | 0,66 | - | - | - | - | - | - | 3 | - | - | - | - | - | АО НИПИнефтегаз |
| | | | 0,8756 | 23,42 | 14,66 | - | 9,31 | - | - | 0,60 | - | - | - | - | - | - | -3 | - | - | - | - | | |
| | | | 0,8763 | 25,12 | 15,34 | - | 9,36 | - | - | 0,67 | - | - | - | - | - | - | 0 | - | - | - | - | | |
| 125 | 1102,3-1104,0; 1109,9-1110,8 | 17.10.2024 | 0,8777 | 29,77 | - | 12,93 | 9,38 | 2,5 | 6,5 | 0,59 | - | 0,10 | 815,9 | - | 45 | - | - | 140 | 4 | 16 | 35 | 53 | АО НИПИнефтегаз |
| 129 | 1107,1-1108,1 | 29.10.2024 | 0,8797 | 30,65 | - | 11,42 | 9,74 | 2,3 | 5,9 | 0,63 | - | 0,06 | 21676 | - | 48 | - | - | 157 | 4 | 16 | 35 | 54 | АО НИПИнефтегаз |
| Среднее по горизонту Ю-IX | | | 0,8770 | 26,79 | 15,04 | 12,18 | 9,43 | 2,4 | 6,2 | 0,63 | - | 0,08 | 11245 | - | 47 | - | 0 | 149 | 4 | 16 | 35 | 54 | |



Продолжение таблицы 2.3.2.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|--------------------------------------|------------------------------|------------|--------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|----|-------|--------|----|----|----|----|-----|-----|----|----|----|-----------------|
| Горизонт Ю-Х | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Э-2 | 1135,6-1139,1 | 25.01.2019 | 0,8778 | 30,45 | 18,85 | - | 9,22 | 3,00 | 3,30 | 0,65 | - | 0,26 | 1047,6 | - | 47 | - | -3 | 133 | 4,5 | 17 | 36 | 54 | АО НИПИнефтегаз |
| | | 10.03.2019 | 0,8789 | 29,22 | 18,68 | - | 9,29 | - | - | 0,78 | - | - | - | - | - | - | -9 | - | - | - | - | | |
| | | | 0,8793 | 22,72 | 18,58 | - | 9,35 | - | - | 0,77 | - | - | - | - | - | - | -6 | - | - | - | - | | |
| | | | 0,8782 | 22,96 | 18,29 | - | 9,34 | - | - | 0,78 | - | - | - | - | - | -3 | - | - | - | - | - | | |
| ЭР-18 | 1105,9-1108,1 | 19.03.2019 | 0,8817 | 32,23 | 19,47 | - | 11,39 | 3,40 | 6,30 | 0,66 | - | 0,167 | 51634 | - | - | - | 0 | 158 | 4 | 14 | 30 | 55 | АО НИПИнефтегаз |
| 130 | 1132,3-1140,0; 1141,0-1143,5 | 22.12.2024 | 0,8756 | 25,70 | - | 11,81 | 8,52 | 2,90 | 6,20 | 0,62 | - | 0,07 | 4424 | - | 28 | - | - | 118 | 15 | 32 | 46 | 58 | АО НИПИнефтегаз |
| Среднее по Ю-Х | | | 0,8786 | 27,21 | 18,77 | 11,81 | 9,52 | 3,10 | 5,27 | 0,71 | - | 0,16 | 19035 | - | 38 | - | -4 | 136 | 8 | 21 | 37 | 56 | |
| Среднее по III объекту | | | 0,8788 | 29,29 | 18,26 | 12,05 | 9,88 | 2,83 | 5,67 | 0,75 | - | 0,13 | 13276 | - | 42 | - | -4 | 146 | 6 | 18 | 36 | 54 | |
| Примечание: * – результат отбракован | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |



В таблице 2.3.2.2 представлены диапазоны изменения и средние значения параметров дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.04.2025 г., определённые по объектам разработки.

Результаты исследований, представленные в таблицах 2.3.2.1, 2.3.2.2, характеризуют дегазированную нефть юрских горизонтов Ю-I, Ю-II, Ю-IV, Ю-V, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X месторождения Каратурун Морской как тяжёлую и битуминозную, смолистую, сернистую, парафинистую, с низким выходом светлых фракций.

В отчёте [4] представлены данные по изучению содержания микроэлементов в сырой нефти месторождений Каратурун Восточный и Каратурун Морской.

Концентрации редких металлов в нефтях месторождений Каратурун Восточный и Морской незначительны и промышленного значения не имеют.

Таблица 2.3.2.2 – Месторождение Каратурун Морской. Средние параметры дегазированной нефти по состоянию на 01.04.2025 г.

| Наименование параметров | Количество исследованных | | Диапазон изменения параметров | Среднее значение |
|---|--------------------------|------|-------------------------------|------------------|
| | скв. | проб | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| I объект разработки | | | | |
| Плотность, г/см ³ при 20 °С | 3 | 4 | 0,8928-0,9282 | 0,9100 |
| Вязкость кинематическая, мм ² /с | | | | |
| при 20 °С | 3 | 4 | 50,30-380,60 | 187,25 |
| при 50 °С | 3 | 4 | 14,46-35,35 | 25,98 |
| Температура застывания, °С | - | - | - | - |
| Массовое содержание, % | | | | |
| - парафина | 2 | 2 | 2,10-4,30 | 3,20 |
| - серы общей | 3 | 4 | 0,79-1,51 | 1,16 |
| - асфальто-смолистых веществ | 2 | 2 | 16,10-16,50 | 16,30 |
| Температура начала кипения, °С | 3 | 4 | 182-224 | 200 |
| Объемный выход фракций, % | | | | |
| до 250 °С | 3 | 4 | 6-18 | 11 |
| до 300 °С | 3 | 4 | 25-37 | 29 |
| до 350 °С | 1 | 1 | - | 37 |
| II объект разработки | | | | |
| Плотность, кг/м ³ при 20 °С | 5 | 7 | 0,8896-0,9110 | 0,8967 |
| Вязкость кинематическая, мм ² /с | | | | |
| при 20 °С | 5 | 5 | 55,78-179,50 | 105,57 |
| при 50 °С | 4 | 4 | 15,06-38,10 | 26,33 |
| Температура застывания, °С | 3 | 4 | (-36)-1 | -14 |
| Массовое содержание, % | | | | |
| - парафина | 4 | 5 | 2,20-3,70 | 2,86 |
| - серы общей | 4 | 6 | 0,60-1,47 | 0,97 |
| - асфальто-смолистых веществ | 3 | 4 | 6,50-8,00 | 6,98 |
| Температура начала кипения, °С | 5 | 5 | 148-220 | 173 |
| Объемный выход фракций, % | | | | |
| до 250 °С | 4 | 4 | 4-17 | 12 |
| до 300 °С | 4 | 4 | 22-31 | 27 |
| до 350 °С | 2 | 3 | 37-47 | 41 |
| III объект разработки | | | | |
| Плотность, г/см ³ при 20 °С | 8 | 15 | 0,8756-0,8834 | 0,8788 |



Продолжение таблицы 2.3.2.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|---|----|-------------|-------|
| Вязкость кинематическая, мм ² /с | | | | |
| при 20 °С | 8 | 15 | 22,72-43,13 | 29,29 |
| при 50 °С | 8 | 15 | 8,52-12,15 | 9,88 |
| Температура застывания, °С | 5 | 12 | (-12)-3 | -4 |
| Массовое содержание, % | | | | |
| - парафина | 6 | 6 | 2,20-3,40 | 2,83 |
| - серы общей | 8 | 15 | 0,59-1,90 | 0,75 |
| - асфальто-смолистых веществ | 6 | 6 | 3,30-6,50 | 5,67 |
| Температура начала кипения, °С | 6 | 6 | 118-168 | 146 |
| Объемный выход фракций, % | | | | |
| до 250 °С | 6 | 6 | 13-32 | 18 |
| до 300 °С | 6 | 6 | 30-46 | 36 |
| до 350 °С | 6 | 6 | 51-58 | 54 |

2.3.3 Компонентный состав и свойства растворенного газа

В данном разделе по состоянию изученности на 01.04.2025 г. представлены свойства нефтяного газа, полученные в результате исследований 39 проб газа однократного разгазирования пластовой нефти, полученных при исследовании глубинных проб нефти.

Все результаты исследования нефтяного газа приведены в таблице 2.3.3.1.

I объект разработки

I объект разработки не представлен исследованиями растворённого газа.

II объект разработки

Компонентный состав нефтяного газа II объекта разработки представлен результатами исследований 15 проб газа, полученным в результате однократного разгазирования проб пластовой нефти из скважин 32, 34, 35, 103, 120 и Э-11.

Пробы газа из скважины 32 от 05.06.09 г. отбракованы, в связи с тем, что параллельные пробы газа по составу значительно различаются и пластовые пробы нефти, из которых выделен растворенный газ, признаны непредставительными.

Компонентный состав принят по результатам исследования 13 проб газа.

Содержание метана составляет в среднем 89,43 % мольн., этана – 6,60 % мольн., пропана – 0,83 % мольн., бутанов – 0,40 % мольн. Содержание углеводородных компонентов составляет: углекислого газа – 0,15 % мольн. и азота – 2,28 % мольн., сероводород отсутствует.

III объект разработки

Компонентный состав нефтяного газа III объекта разработки представлен результатами исследований 24 проб газа, полученными в результате однократного разгазирования проб пластовой нефти из скважин Э-2, Э-10, Э-11, ЭР-16, 109 и 130.



Таблица 2.3.3.1 – Месторождение Каратурун Морской. Компонентный состав растворенного газа по состоянию изученности на 01.04.2025 г.

| Скважина | Интервал перфорации, м | Дата отбора | Содержание, % мольн. | | | | | | | | | | | | | Плотность газа, кг/м³ | Организация-исполнитель |
|----------------------------------|---|-------------|----------------------|---------|----------------|-------|-------|-------|--------|-----------|---------|------------|----------|---------------|-------|-----------------------|-------------------------|
| | | | Гелий | Водород | Углекислый газ | Азот | Метан | Этан | Пропан | Изо-бутан | Н-бутан | Изо-пентан | Н-пентан | Гексан+высшие | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | |
| II объект разработки | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Горизонт Ю-IV+V | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 34 | 976,0-980,0; 993,0-1004,0 | 04.06.2009 | - | - | 0,09 | 0,51 | 88,09 | 9,01 | 1,51 | 0,60 | 0,06 | 0,07 | 0,03 | 0,03 | 0,758 | АО «НИПИнефтегаз» | |
| | | | - | - | 0,02 | 0,05 | 88,08 | 9,42 | 1,56 | 0,64 | 0,10 | 0,06 | 0,02 | 0,05 | 0,76 | | |
| | | | - | - | 0,07 | 0,00 | 89,84 | 8,00 | 1,30 | 0,59 | 0,07 | 0,06 | 0,03 | 0,04 | 0,747 | | |
| Среднее по скважине 34 | | | - | - | 0,06 | 0,19 | 88,67 | 8,81 | 1,46 | 0,61 | 0,08 | 0,06 | 0,03 | 0,04 | 0,755 | | |
| 103 | 972,7-975,7; 977,3-981,5; 991,5-992,4; 995,2-997,2; 998,0-999,6 Гл. отбора – 972,2 м | 03.04.2021 | - | - | 0,25 | 3,56 | 91,30 | 3,38 | 0,25 | 0,15 | 0,12 | 0,20 | 0,21 | 0,59 | 0,745 | АО «НИПИнефтегаз» | |
| | | | - | - | 0,26 | 3,80 | 91,94 | 2,90 | 0,17 | 0,13 | 0,02 | 0,06 | 0,04 | 0,69 | 0,737 | | |
| | | | - | - | 0,25 | 3,70 | 92,35 | 2,77 | 0,16 | 0,12 | 0,02 | 0,04 | 0,02 | 0,58 | 0,731 | | |
| Среднее по скважине 103 | | | - | - | 0,25 | 3,69 | 91,86 | 3,01 | 0,20 | 0,13 | 0,05 | 0,10 | 0,09 | 0,62 | 0,738 | | |
| 120 | 969,5-971,2; 975,0-977,7; 989,5-990,7; 993,8-997,8 | 27.10.2021 | - | - | 0,24 | 1,21 | 93,89 | 4,33 | 0,19 | 0,07 | 0,01 | 0,02 | 0,01 | 0,03 | 0,708 | АО «НИПИнефтегаз» | |
| | | | - | - | 0,24 | 2,57 | 94,11 | 2,67 | 0,17 | 0,12 | 0,02 | 0,04 | 0,02 | 0,05 | 0,707 | | |
| Среднее по скважине 120 | | | - | - | 0,24 | 1,89 | 94,00 | 3,50 | 0,18 | 0,09 | 0,02 | 0,03 | 0,01 | 0,04 | 0,708 | | |
| Среднее по горизонту Ю-IV+V | | | - | - | 0,18 | 1,93 | 91,20 | 5,31 | 0,66 | 0,30 | 0,05 | 0,07 | 0,05 | 0,26 | 0,737 | | |
| Горизонт Ю-V | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 32 | 992,0-1001,0 | 08.09.2008 | - | - | 0,03 | 3,60 | 85,27 | 9,58 | 0,86 | 0,41 | 0,08 | 0,05 | 0,03 | 0,09 | 0,767 | АО «НИПИнефтегаз» | |
| | | | - | - | 0,08 | 3,51 | 83,34 | 11,56 | 0,78 | 0,46 | 0,11 | 0,04 | 0,02 | 0,10 | 0,779 | | |
| | | | - | - | 0,04 | 3,64 | 85,24 | 9,51 | 0,84 | 0,43 | 0,09 | 0,07 | 0,06 | 0,08 | 0,767 | | |
| Среднее по скважине 32 | | | - | - | 0,05 | 3,58 | 84,62 | 10,22 | 0,83 | 0,43 | 0,09 | 0,05 | 0,04 | 0,09 | 0,771 | | |
| 32* | 992,0-1001,0 | 05.06.2009 | - | - | 0,05 | 3,97 | 93,06 | 2,76 | 0,10 | 0,04 | 0,01 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,707 | | |
| | | | - | - | 0,01 | 4,34 | 87,00 | 7,38 | 0,73 | 0,36 | 0,07 | 0,04 | 0,03 | 0,04 | 0,753 | | |
| 35 | 992,0 – 999,5 | 19.06.2013 | - | - | 0,27 | 1,13 | 88,93 | 7,36 | 1,68 | 0,39 | 0,06 | 0,08 | 0,03 | 0,09 | 0,753 | | |
| | | | - | - | 0,171 | 2,31 | 90,27 | 5,26 | 1,34 | 0,31 | 0,07 | 0,08 | 0,03 | 0,17 | 0,743 | | |
| Среднее по горизонту Ю-V | | | - | - | 0,12 | 2,84 | 86,61 | 8,65 | 1,10 | 0,40 | 0,08 | 0,06 | 0,03 | 0,11 | 0,762 | | |
| Среднее по II объекту разработки | | | - | - | 0,15 | 2,28 | 89,43 | 6,60 | 0,83 | 0,34 | 0,06 | 0,07 | 0,04 | 0,12 | 0,746 | | |
| III объект разработки | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Горизонт Ю-VIII | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Э-10 | 1058,6-1061,5; 1063,2-1064 ,0 Гл.отбора – 900 м | 22.07.2018 | - | - | 0,17 | 4,07 | 94,30 | 1,29 | 0,03 | 0,02 | 0,003 | 0,013 | 0,006 | 0,099 | 0,703 | АО «НИПИнефтегаз» | |
| | | | - | - | 0,31 | 0,82 | 94,64 | 3,85 | 0,11 | 0,08 | 0,014 | 0,033 | 0,016 | 0,128 | 0,707 | | |
| | | | - | - | 0,17 | 4,07 | 94,30 | 1,29 | 0,03 | 0,02 | 0,003 | 0,013 | 0,006 | 0,099 | 0,703 | | |
| | | | - | - | 0,18 | 3,96 | 94,55 | 1,27 | 0,02 | 0,01 | 0,001 | 0,003 | 0,000 | 0,001 | 0,697 | | |
| | | | - | - | 0,15 | 3,56 | 94,81 | 1,36 | 0,03 | 0,02 | 0,003 | 0,01 | 0,00 | 0,07 | 0,70 | | |
| Э-11 пуст. | 1061,0-1065,0; 1067,0-1068,4 Гл.отбора – 1045 м | 26.01.2019 | - | - | 0,23 | 3,20 | 94,81 | 1,69 | 0,03 | 0,02 | 0,00 | 0,01 | 0,00 | 0,02 | 0,698 | АО «НИПИнефтегаз» | |
| | | | - | - | 0,23 | 3,32 | 94,68 | 1,71 | 0,03 | 0,02 | 0,00 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,698 | | |
| Э-11* | 1061,0-1065,0; 1067,0-1068,4 Гл.отбора – 1045 м | 11.01.2019 | 0,007 | 0,208 | 0,33 | 3,34 | 86,39 | 8,15 | 0,30 | 0,18 | 0,15 | 0,13 | 0,15 | 0,67 | 0,774 | АО «НИПИнефтегаз» | |
| | | | 0,007 | 0,217 | 0,29 | 2,97 | 88,58 | 6,96 | 0,23 | 0,14 | 0,03 | 0,05 | 0,04 | 0,48 | 0,750 | | |
| | | | 0,001 | 0,243 | 0,34 | 0,62 | 90,25 | 7,79 | 0,21 | 0,11 | 0,02 | 0,04 | 0,02 | 0,41 | 0,738 | | |
| Э-11 | 1061,0-1065,0; 1067,0-1068,4 Гл.отбора – 330 м | 09.02.2019 | 0,033 | 0,005 | 0,15 | 4,89 | 92,91 | 1,62 | 0,17 | 0,02 | 0,01 | 0,02 | 0,01 | 0,17 | 0,713 | АО «НИПИнефтегаз» | |
| | | | 0,032 | 0,008 | 0,15 | 4,95 | 92,09 | 1,53 | 0,29 | 0,10 | 0,01 | 0,07 | 0,06 | 0,72 | 0,735 | | |
| | | | 0,024 | 0,007 | 0,17 | 4,55 | 93,05 | 1,74 | 0,19 | 0,04 | 0,01 | 0,03 | 0,03 | 0,17 | 0,713 | | |
| Среднее по горизонту Ю-VIII | | | 0,030 | 0,007 | 0,19 | 3,74 | 94,01 | 1,73 | 0,09 | 0,04 | 0,01 | 0,02 | 0,01 | 0,15 | 0,707 | | |
| Горизонт Ю-IX | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ЭР-16 | 1100,3-1102,1; 1102,7-1103,5; 1108,1-1109,2 | 09.02.2019 | 0,013 | 0,005 | 0,059 | 3,303 | 94,04 | 1,859 | 0,15 | 0,12 | 0,05 | 0,05 | 0,03 | 0,33 | 0,714 | АО «НИПИнефтегаз» | |
| | | | 0,01 | 0,005 | 0,03 | 3,16 | 94,30 | 1,87 | 0,14 | 0,12 | 0,04 | 0,04 | 0,02 | 0,29 | 0,711 | | |
| | | | 0,013 | 0,005 | 0,09 | 3,65 | 93,72 | 1,88 | 0,16 | 0,14 | 0,04 | 0,05 | 0,02 | 0,24 | 0,713 | | |
| Среднее по горизонту Ю-IX | | | 0,012 | 0,005 | 0,06 | 3,37 | 94,02 | 1,87 | 0,15 | 0,13 | 0,04 | 0,04 | 0,02 | 0,29 | 0,713 | | |
| Горизонт Ю-X | | | | | | | | | | | | | | | | | |



Продолжение таблицы 2.3.3.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
|-------------------------------------|--|------------|-------|-------|------|------|-------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------------------|
| Э-2 | 1135,6-1139,1 Гл. отбора – 800 м | 10.03.2019 | 0,008 | 0,008 | 0,09 | 5,35 | 92,11 | 0,67 | 0,28 | 0,23 | 0,26 | 0,19 | 0,22 | 0,59 | 0,740 | АО «НИПИнефтегаз» |
| | | | 0,006 | 0,008 | 0,06 | 2,14 | 96,31 | 0,57 | 0,09 | 0,18 | 0,06 | 0,1 | 0,06 | 0,42 | 0,706 | |
| Среднее по скважине Э-2 | | | 0,007 | 0,008 | 0,08 | 3,75 | 94,21 | 0,62 | 0,18 | 0,21 | 0,16 | 0,15 | 0,14 | 0,50 | 0,723 | |
| 109 | 1131,0-1134,04; 1136,0-1141,0 Гл. отбора – 1130,5 м | 26.04.2021 | - | - | 1,21 | 1,41 | 95,60 | 1,54 | 0,07 | 0,10 | 0,02 | 0,03 | 0,01 | 0,02 | 0,703 | АО «НИПИнефтегаз» |
| | | | - | - | 0,30 | 5,93 | 93,03 | 0,69 | 0,01 | 0,02 | 0,00 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,706 | |
| | | | - | - | 0,49 | 4,24 | 94,02 | 1,06 | 0,04 | 0,08 | 0,01 | 0,03 | 0,01 | 0,02 | 0,703 | |
| Среднее по скважине 109 | | | - | - | 0,67 | 3,86 | 94,22 | 1,10 | 0,04 | 0,07 | 0,01 | 0,02 | 0,01 | 0,01 | 0,704 | |
| 130 | 1132,3-1140,0; 1141,0-1143,5 Гл. отбора – 750 м | 27.12.2024 | - | - | 0,36 | 2,37 | 90,18 | 5,59 | 0,36 | 0,71 | 0,11 | 0,18 | 0,04 | 0,11 | 0,743 | АО «НИПИнефтегаз» |
| | | | - | - | 0,48 | 2,01 | 91,55 | 4,54 | 0,27 | 0,63 | 0,10 | 0,18 | 0,04 | 0,19 | 0,737 | |
| | | | - | - | 0,31 | 0,79 | 92,70 | 4,57 | 0,27 | 0,64 | 0,10 | 0,19 | 0,04 | 0,39 | 0,735 | |
| Среднее по скважине 130 | | | - | - | 0,38 | 1,72 | 91,48 | 4,90 | 0,30 | 0,66 | 0,11 | 0,18 | 0,04 | 0,23 | 0,738 | |
| Среднее по горизонту Ю-Х | | | 0,007 | 0,008 | 0,41 | 3,03 | 93,19 | 2,40 | 0,17 | 0,32 | 0,08 | 0,11 | 0,05 | 0,22 | 0,722 | |
| Среднее по III объекту разработки | | | 0,017 | 0,006 | 0,26 | 3,42 | 93,70 | 2,01 | 0,13 | 0,16 | 0,04 | 0,06 | 0,03 | 0,19 | 0,713 | |
| Примечание: * – отбракованные пробы | | | | | | | | | | | | | | | | |



При усреднении не учитывались пробы газа, полученные при исследовании пластовой нефти из скважины Э-11 от 11.01.2019 г. Глубинные пробы пластовой нефти отбракованы из-за малой газонасыщенности (пробы частично разгазированы), а газ отличался более тяжёлым составом.

Содержание метана составляет в среднем 93,70 % мольн., этана – 2,01 % мольн., пропана – 0,13 % мольн., бутанов – 0,20 % мольн. Содержание неуглеводородных компонентов составляет: углекислого газа - 0,26 % мольн., азота – 3,42 % мольн., гелия – 0,017 % мольн., водорода – 0,006 % мольн., сероводород отсутствует. Плотность газа составляет 0,713 кг/м³.

Растворённый в нефти газ месторождения Каратурун Морской характеризуется как «полусухой», с низким содержанием гомологов метана.

В таблице 2.3.3.2 представлены усреднённые значения компонентов растворённого газа месторождения Каратурун Морской по объектам разработки.

Таблица 2.3.3.2 – Месторождение Каратурун Морской. Усреднённые составы растворённого газа по состоянию на 01.04.2025 г.

| Компоненты | Объекты разработки | |
|-----------------------------------|----------------------|-------|
| | II | III |
| | Содержание, % мольн. | |
| Гелий | - | 0,017 |
| Водород | - | 0,006 |
| Углекислый газ | 0,15 | 0,26 |
| Азот | 2,28 | 3,42 |
| Метан | 89,43 | 93,70 |
| Этан | 6,60 | 2,01 |
| Пропан | 0,83 | 0,13 |
| i-Бутан | 0,34 | 0,16 |
| n-Бутан | 0,06 | 0,04 |
| i-Пентан | 0,07 | 0,06 |
| n-Пентан | 0,04 | 0,03 |
| Гексан + высшие | 0,20 | 0,19 |
| Плотность газа, г/см ³ | 0,746 | 0,713 |

2.3.4 Компонентный состав свободного газа

Компонентный состав свободного газа месторождения Каратурун Морской не изучался. Вся информация, приведённая ниже, взята из отчёта ПЗ-1989 г. [4].

Состав свободного газа был изучен по 2 пробам из скважины 26 продуктивного горизонта Ю-I месторождения Каратурун Морской.

Результаты исследований приведены в таблице 2.3.4.1.

Как видно из таблицы, газ месторождения Каратурун Морской характеризуется высоким содержанием метана (98 %). Концентрация этан-бутановых гомологов не

превышает 1,52 % мольн. и не представляет промышленного интереса. Количество тяжёлых углеводородов C_{5+} находятся в пределах 0,32-0,54 % мольн.

Таблица 2.3.4.1 – Месторождение Каратурун Морской. Компонентный состав свободного газа

| | | | | |
|-----------------|-------|----------------------|-------|---------------------|
| Скважина | | 26 | | Среднее значение |
| Горизонт | | Ю-I | | |
| Интервал отбора | | 1023,0-1031,0 | | |
| Компоненты | | Содержание, % мольн. | | |
| Метан | 98,16 | 98,21 | 98,18 | |
| Этан | 0,91 | 0,36 | 0,63 | |
| Пропан | 0,43 | 0,56 | 0,49 | |
| изо-Бутан | 0,06 | 0,12 | 0,09 | |
| н-Бутан | 0,12 | 0,12 | 0,12 | |
| изо-Пентан | 0,06 | 0,12 | 0,09 | |
| н-Пентан | 0,2 | 0,3 | 0,25 | |
| Гексан | 0,06 | 0,12 | 0,09 | |

По своему составу газ месторождения Каратурун Морской аналогичен свободному газу месторождения Каламкас.

2.3.5 Физико-химические свойства и состав пластовых вод

Месторождение Каратурун Морской расположено в северной прибрежной части полуострова Бузачи. В гидрогеологическом отношении относится к северной части Бузачинского артезианского бассейна второго порядка, где получили распространение водоносные и водоупорные горизонты и комплексы во вскрытых отложениях от современных до триасовых включительно.

По состоянию на 01.04.2025 г свойства и состав воды, изучены по 8 исследованиям из 8 скважин: Э-9, ЭР-16, ЭР-18, 33, 34, 37, 108, 126 месторождения Каратурун Морской. Анализы проб пластовой воды получены из юрских отложений.

Основная часть исследований была выполнена в аккредитованном лабораторном центре АО «НИПИнефтегаз», которые содержат результаты по основному шестикомпонентному составу, данные по плотности, по показателю pH воды, общей жесткости, а также данные из микрокомпонентов: по бария, стронцию и железу.

Юрские отложения

Воды юрского горизонта изучены по результатам исследований 8 проб из 8 скважин: Э-9, ЭР-16, ЭР-18, 33, 34, 37, 108, 126.

Результаты проведенных химанализов показывают, что воды юрских горизонтов относиться к крепким рассолам. Минерализация вод варьирует в диапазоне от 142 г/дм³ до 193 г/дм³, в среднем составляя 174,5 г/дм³ при плотности 1,119 г/см³. По генетической классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: $Na^{+}+K^{+}$



варьирует в диапазоне от 39858 до 64066 мг/дм³, в среднем составляя 55948 мг/дм³, Ca²⁺ находится в диапазоне от 7214,4 до 8416,8 мг/дм³, в среднем составляя 8186,34 мг/дм³, Mg²⁺ изменяется в диапазоне 1763,2-5350,4 мг/дм³, в среднем составляя 2519,4 мг/дм³, Cl⁻ варьирует в диапазоне 89487,9-118743,5 мг/дм³, в среднем составляя 107782,2 мг/дм³, SO₄²⁻ не обнаружено, HCO₃ изменяется в диапазоне от 36,6 до 122 мг/дм³, в среднем составляя 57,59 мг/дм³. Жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca²⁺ Mg²⁺, находится в диапазоне от 560 до 800 мг-экв/дм³, что соответствует пятой группе общей жесткости, т.е. воды являются очень жесткими, в среднем составляет 619 мг-экв/дм³. При pH<5,53 по кислотнo-щелочным свойствам вода характеризуется как кислая с переходом в слабокислые. Из микрокомпонентов определены: железо, барий и стронций. Содержание Fe_{общ} находится в диапазоне от 42,4 до 98,4 мг/дм³, в среднем составляя 60,64 мг/дм³, I – варьирует в диапазоне 0,63-42,3, в среднем составляя 9,2 мг/дм³, Br – варьирует в диапазоне 204,8-265, в среднем составляя 249,3 мг/дм³, Ba – варьирует в диапазоне 131,1-418,87 мг/дм³, в среднем составляя 285 мг/дм³, Sr – изменяется в диапазоне 35,52-341,76 мг/дм³, в среднем составляя 162,14 мг/дм³. (см. таблицу 2.3.5.1).

Рекомендации:

Рекомендуется продолжить комплексные исследования состава пластовых вод со скважин, имеющих обводненность более 50 %. Комплекс исследований должен включать в себя определение общего компонентного состава, замера плотности, вязкости, pH среды, определения микрокомпонентов, таких как, йод, бром, барий, стронций, бор, литий и др., определения растворенных газов (двуокиси углерода, сероводорода, кислорода, нефтяных газов). Для ежегодного прослеживания изменения свойств пластовых вод, продолжить исследования проб воды из скважин юрских отложений с определением всех параметров и микрокомпонентов, это позволит проследить степень изменения состава вод.

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

Таблица 2.3.5.1 – Содержание ионов и примесей в пластовой воде по состоянию на 01.04.2025 г.

| Содержание ионов, мг/дм ³ и примесей, г/дм ³ | Кол-во исследованных | | Диапазон изменения | Среднее значение |
|---|----------------------|------|-----------------------|------------------|
| | скв. | проб | | |
| | Юрский горизонт | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Cl ⁻ | 8 | 8 | 89487,9-118743,5 | 107782, |
| SO ₄ ⁻⁻ | - | - | - | - |
| HCO ₃ ⁻ | 8 | 8 | 36,6-122 | 57,6 |
| Ca ⁺⁺ | 8 | 8 | 7214,4-8416,8 | 8186,34 |
| Mg ⁺⁺ | 8 | 8 | 1763,2-5350,4 | 2519,4 |
| Na ⁺ + K ⁺ | 8 | 8 | 39858,01-64066,1 | 55948,03 |
| Общее содержание железа, | 8 | 8 | 42,4-98,4 | 60,6 |
| Тяжелые металлы: | | | | |
| Барий | 8 | 8 | 131,1-418,9 | 285 |
| Стронций | 8 | 8 | 35,52-341,76 | 162,14 |
| Марганец | - | - | - | - |
| Кобальт | - | - | - | - |
| Медь | - | - | - | - |
| Никель | - | - | - | - |
| Алюминий | - | - | - | - |
| Цинк | - | - | - | - |
| Литий | - | - | - | - |
| Содержание: | | | | |
| бора | - | - | - | - |
| йода | 8 | 8 | 0,63-42,3 | 9,2 |
| брома | 8 | 8 | 204,8-265 | 249,3 |
| Содержание: | | | | |
| сероводорода | - | - | - | - |
| Содержание: | | | | |
| Оксида кремний | - | - | - | - |
| Общая жесткость | 8 | 8 | 560-800 | 619 |
| Суммарная минерализация | 8 | 8 | 142-193 | 174,5 |
| Тип воды | 8 | 8 | ХК | ХК |
| Содержание мех.примесей, мг/дм ³ | 8 | 8 | 39,8-193 | 99,73 |
| pH | 8 | 8 | 5,38-5,67 | 5,53 |

Таблица 2.3.5.2 – Физико-химические показатели проб воды месторождения Каратурун Морской

| Скважина Горизонт | Дата отбора | Плот- ность воды, при 20 ⁰ С, г/см ³ | pH | Компонентный состав, мг/дм ³ / мг- экв/дм ³ | | | | | | мг/дм ³ | | | Двуокиси углерода, мг/дм ³ | Минерализация, г/дм ³ | Общая жесткость, мг-экв/дм ³ | Тип воды по В.А.Сулину |
|----------------------|----------------|---|------|--|------------------|------------------|--------------------|-------------------------------|------------------|--------------------|-----|-----|---------------------------------------|----------------------------------|--|------------------------|
| | | | | Na ⁺ +K ⁺ | Ca ²⁺ | Mg ²⁺ | Cl ⁻ | SO ₄ ²⁻ | HCO ₃ | Fe ^{общ} | Ba | Sr | | | | |
| 34 J | 01.11.2016г | 1,115 | 5,20 | 47222 2053,1 | 8016 400,8 | 3648 304 | 97586,8 2748,9 | = | 20,3 0,3 | 37 | - | - | - | 156,5 | 704,8 | ХК |
| 35 J | 01.07.2018г | 1,116 | 4,94 | 55676,1 2420,7 | 8617,2 430,9 | 2188,8 182,4 | 107424,1 3026 | = | 24,4 0,4 | 91 | 88 | 388 | 278,1 | 174 | 613,3 | ХК |
| Э-14 J | 01.07.2018г | 1,119 | 5,75 | 57104,4 2482,8 | 8416,8 420,8 | 2188,8 182,4 | 109214,4 3076,5 | = | 122 2 | 126 | 87 | 292 | 401,3 | 177 | 603,2 | ХК |
| 33 J | май.2024 | 1,122 | 5,5 | 60126 2614,2 | 8216,4 410 | 2063,8 170 | 112720,2 3179,7 | = | 50,0 0,82 | 46,1 | 419 | 333 | - | 183 | 580 | ХК |



Продолжение Таблицы 2.3.5.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
|-------------------------|----------|--------------|-------------|-----------------------|-------------------------|---------------------|--------------------------|----------|---------------------|-------------|------------|-------------|--------------|--------------|--------------|-----------|
| <u>34</u> J | май.2024 | 1,121 | 5,67 | 60198,5 2617,3 | 8316,6 415 | 1763,2 145,2 | 111859,8 3155,4 | - - | 61,1 1,0 | 43,0 | 414 | 222 | - | 182 | 560,2 | ХК |
| <u>Э-9</u> J | июнь2024 | 1,123 | 5,38 | 55651,3 2419,6 | 8416,8 420 | 2188,8 182,4 | 106697,1 3009,8 | - - | 37,8 0,62 | 48,0 | 308 | 342 | - | 173 | 600 | ХК |
| <u>108</u> J | июнь2024 | 1,131 | 5,65 | 64066,1 2785,5 | 8016 401 | 2188,8 182,4 | 118743,5 3349,6 | - - | 122 2,0 | 98,4 | 345 | 42,1 | - | 193 | 580 | ХК |
| <u>ЭР-18</u> J | июнь2024 | 1,122 | 5,42 | 57893,3 2517,1 | 8416,8 421 | 2188,8 182,4 | 110138,9 3106,9 | - - | 43,9 0,72 | 54,6 | 268 | 205 | - | 179 | 600 | ХК |
| <u>37</u> J | июнь2024 | 1,113 | 5,43 | 51811,5 2252,7 | 7214,4 360,7 | 3161,6 263,5 | 101534,3 2864,2 | - - | 36,6 0,6 | 52,2 | 269 | 207 | - | 164 | 620 | ХК |
| <u>126</u> J | июнь2024 | 1,126 | 5,39 | 60145,7 2615 | 8416,8 420,8 | 2188,8 182,4 | 113580,7 3203,9 | - - | 48,8 0,8 | 95,9 | 300 | 318 | - | 184 | 600 | ХК |
| <u>ЭР-16</u> J | июнь2024 | 1,099 | 5,6 | 39858 1733 | 7214,4 360,7 | 5350,4 445,9 | 89487,9 2524,3 | - - | 48,8 0,8 | 42,4 | 131 | 234 | - | 142 | 800 | ХК |
| Среднее значение | | 1,119 | 5,41 | 55432 2410 | 8116,2 405,6 | 2647 220 | 107180 3022,3 | - | 55,9 0,9 | 66,8 | 263 | 258 | 339,7 | 173,4 | 623,8 | ХК |
| минимальное | | 1,099 | 4,94 | 39858 | 7214,4 | 1763,2 | 89487,9 | - | 20,3 | 37 | 87 | 42,1 | 278,1 | 142 | 560,2 | ХК |
| максимальное | | 1,131 | 5,75 | 64066,1 | 8617,2 | 5350,4 | 118743,5 | - | 122 | 126 | 419 | 388 | 401,3 | 193 | 800 | ХК |

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

Основными параметрами физико-гидродинамической характеристики коллекторов являются: смачиваемость, кривые капиллярного давления, начальная и остаточная нефтенасыщенность и их зависимость от проницаемости, относительные фазовые проницаемости для нефти и вытесняющего флюида.

Для отложений продуктивных горизонтов по керну выполнено определение кривых капиллярного давления (ККД) и остаточной водонасыщенности ($S_{во}$), проведены эксперименты по определению коэффициента вытеснения нефти водой ($K_{выт}$) и определению относительной проницаемости (ОП) для нефти и воды (табл.2.4.1).

Таблица 2.4.1 – Вид и объем специального исследований керна из отложений продуктивных горизонтов

| Вид специальных исследований/Дата | ПР на 01.04.2019 г. | Скв.134 | ДПР на 01.04.25 г. |
|-----------------------------------|---------------------------|--------------------|--------------------|
| ККД и $S_{во}$, образец | 52 скв.32,33,34, Э-1,Э-10 | 8_VII, VIII, IX, X | 60 |
| $K_{выт}$, образец | 1(Э-1, Ю-V) | 1 (X гор) | 2 |
| ОП для нефти и воды, обр. | - | 2 (VII, X гор) | 2 |

Исследования выполнены в АО «НИПИнефтегаз», ККД и $S_{во}$ определены методом центрифугирования при максимальном значении капиллярного давления (P_k) до 1,2 МПа, $K_{выт}$ и ОП для нефти и воды определены при моделировании условий пласта, ОП определены методом стационарной фильтрации на установке BRP-350 компании Vinci Technologies (Франция) [6, 13].

По результатам исследований получены ККД, зависимость $S_{во}$ от проницаемости пород для газа ($K_{пр}$) и пористости (K_p). Дополнительно к перечисленным параметрам в разделе представлена зависимость $K_{пр}$ от K_p (рис. 2.4.1).

$$K_{пр} = 0,0112 \times e^{35,553 \times K_p} (R^2 = 0,62). \quad (2.4.1)$$

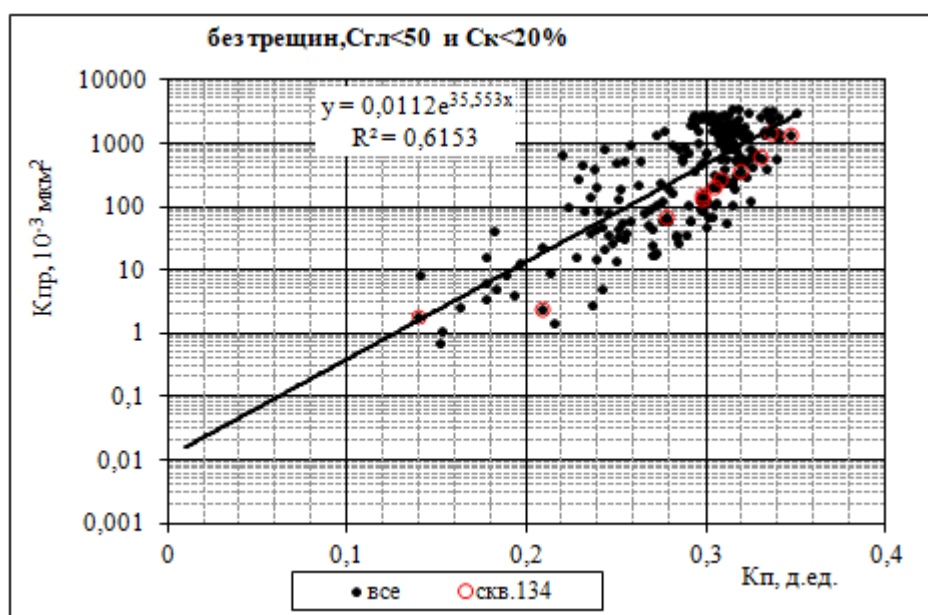


Рис.2.4.1 – Зависимость проницаемости пород для газа от пористости для отложений продуктивных горизонтов J₂

Зависимости $S_{\text{во}}=f(K_{\text{пр}})$ и $S_{\text{во}}=f(K_{\text{п}})$ в целом для отложений продуктивной толщи имеют вид (рис.2.4.2)

$$S_{\text{во}}=0,7643 \times K_{\text{пр}}^{-0,245} \quad (R^2=0,61), \quad (2.4.2)$$

$$S_{\text{во}}=0,008 \times K_{\text{п}}^{-2,531} \quad (R^2=0,52). \quad (2.4.3)$$

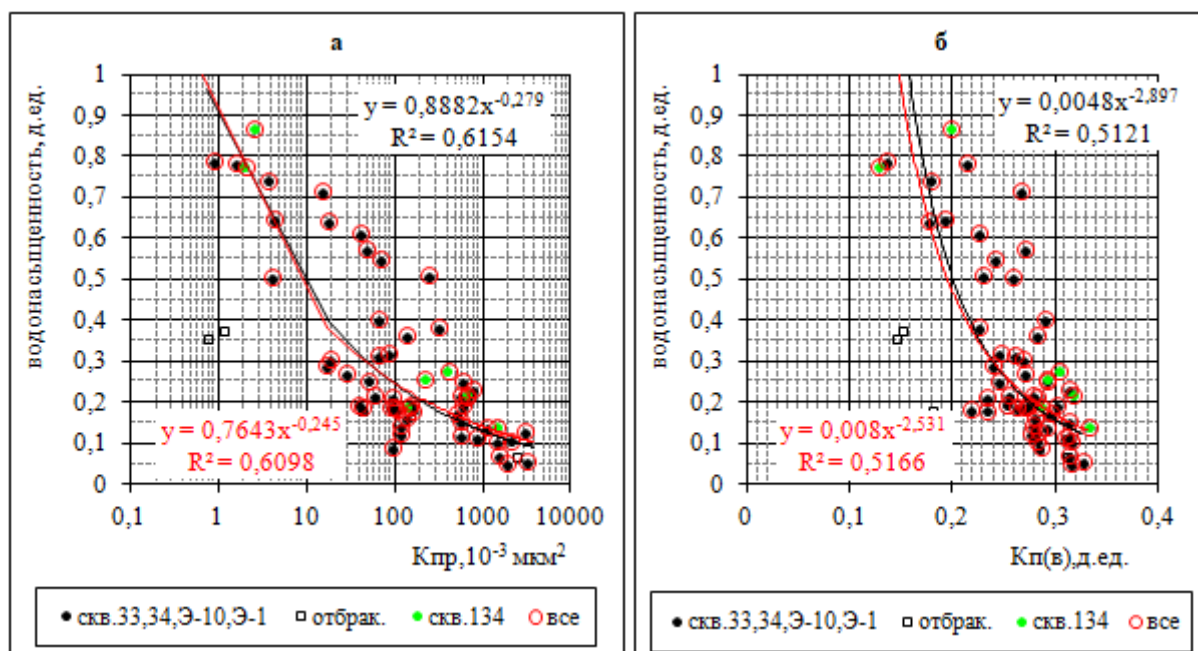


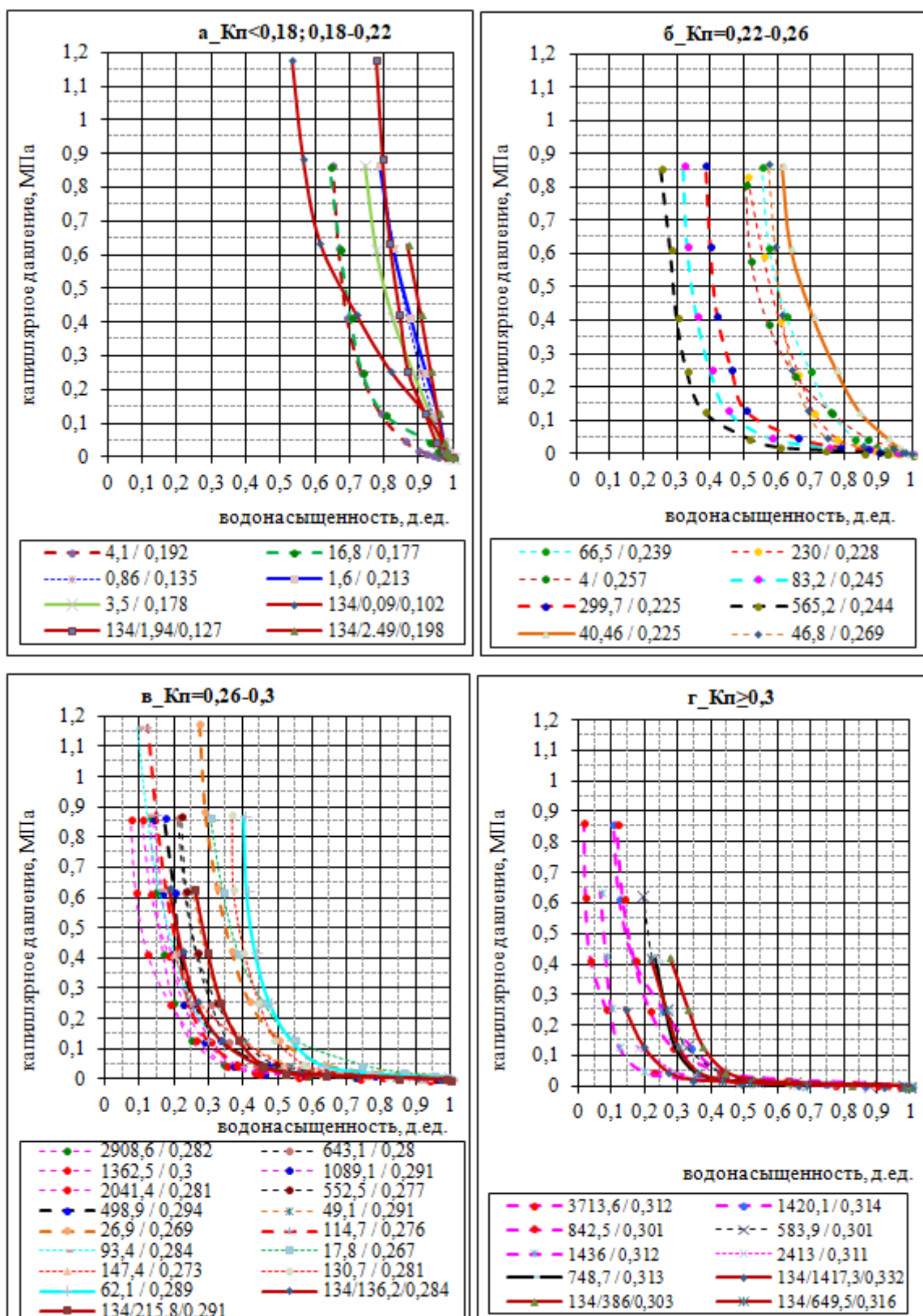
Рис.2.4.2 – Зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости для газа (а) и от пористости (б)

Кривые капиллярного давления (рис.2.4.3) представлены по диапазонам $K_{\text{п}}$, в каждой группе $K_{\text{п}}$ ККД также рассмотрены по $K_{\text{пр}}$ (цвет линий). Показаны ККД, полученные по керну из скважин Э-10, Э-1 и 134 ($P_{\text{к}}=0,86-1,2$ МПа). По виду ККД дифференцированы по ФЕС.

По результатам двух экспериментов [6, 13] по определению коэффициента вытеснения нефти водой, выполненных при моделировании пластовых условий, получена величина остаточной нефтенасыщенности 0,215 и 0,311 д.ед., $K_{\text{выт}} - 0,66$ и 0,531 д.ед. (табл.2.4.2).

Таблица 2.4.2 – Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

| Характеристика образца | | | | | | Условия эксперимента | | | Результаты | |
|------------------------|----------|---------------------------|-------------------|---|------------------------------------|----------------------|---|--|-------------------------------------|-------------------------------------|
| Скважина | Горизонт | Глубина отбора образца, м | Пористость, д.ед. | Газопроницаемость, 10^{-3} мкм ² | Остаточная водонасыщенность, д.ед. | Температура, °C | Давление обжима/пластовое давление, МПа | Динамическая вязкость, мПа·с для нефти | Остаточная нефтенасыщенность, д.ед. | Коэффициент вытеснения нефти, д.ед. |
| Э-1 | Ю-V | 1001,84 | 0,312 | 806,2 | 0,365 | 37 | 13,4/10 | 2,683 | 0,215 | 0,66 |
| 134 | Ю-VII | 1047,75 | 0,260 | 75,5 | 0,337 | 35,6 | 18/7,9 | 8,66 | 0,311 | 0,531 |



Тип линий: I-IV-тонкая, тире, V-толстая, тире, VI-VIII- тонкая сплошная, IX-толстая сплошная; скв.134-толстая бордовая.

Цвет кривых по $K_{пр}$, 10^{-3} мкм²: <2-синий, 2-5-бордо, 5-20-зеленый, 20-50- оранжевый, 50-100-голубой, 100-300-красный, 300-800- черный, >800-розовый

Рис.2.4.3– Кривые капиллярного давления

Результаты двух экспериментов по определению ОП для нефти и воды, выполненных на образцах пород из скважины 134 [13] представлены в таблице 2.4.3, условия экспериментов – в таблице 2.4.4.

Таблица 2.4.3 – Результаты определения относительной проницаемости для нефти и воды

| № режима | Для флюида в потоке, % | | Насыщенность, д.ед. | | Фазовая проницаемость $\times 10^{-3}$, мкм ² | | Относительная проницаемость, д.ед (от $K_{пр}(S_{во})$) | |
|---|------------------------|------|---------------------|-------|---|----------|--|----------|
| | нефти | воды | нефтью | водой | для нефти | для воды | для нефти | для воды |
| Скв.134, Н=1138,54 м, Ю-Х; $K_p=0,286$ д.ед., $K_{пр}=414,92 \cdot 10^{-3}$ мкм²; | | | | | | | | |
| 1 | 100 | 0 | 0,773 | 0,227 | 69,7876 | 0 | 1 | 0 |
| 2 | 90 | 10 | 0,634 | 0,366 | 37,5457 | 0,4397 | 0,538 | 0,0063 |
| 3 | 75 | 25 | 0,572 | 0,428 | 26,5891 | 0,9421 | 0,381 | 0,0135 |
| 4 | 50 | 50 | 0,509 | 0,491 | 18,0750 | 1,9192 | 0,259 | 0,0275 |
| 5 | 25 | 75 | 0,451 | 0,549 | 11,2358 | 3,5801 | 0,161 | 0,0513 |
| 6 | 10 | 90 | 0,392 | 0,608 | 6,4205 | 6,1413 | 0,092 | 0,088 |
| 7 | 0 | 100 | 0,292 | 0,708 | 0,0000 | 14,1739 | 0 | 0,2031 |
| Скв.134, Н=1137,54 м, Ю-Х; $K_p=0,276$ д.ед., $K_{пр}=193,21 \cdot 10^{-3}$ мкм²; | | | | | | | | |
| 1 | 100 | 0 | 0,716 | 0,284 | 32,549 | 0 | 1 | 0 |
| 2 | 90 | 10 | 0,597 | 0,403 | 15,9816 | 0,1888 | 0,491 | 0,0058 |
| 3 | 75 | 25 | 0,548 | 0,452 | 10,6761 | 0,3776 | 0,328 | 0,0116 |
| 4 | 50 | 50 | 0,478 | 0,522 | 6,5423 | 0,6933 | 0,201 | 0,0213 |
| 5 | 25 | 75 | 0,429 | 0,571 | 3,9710 | 1,2662 | 0,122 | 0,0389 |
| 6 | 10 | 90 | 0,392 | 0,608 | 2,4737 | 2,3631 | 0,076 | 0,0726 |
| 7 | 0 | 100 | 0,301 | 0,699 | 0,0000 | 5,0841 | 0 | 0,1562 |

Таблица 2.4.4 – Условия экспериментов по определению относительной проницаемости для нефти и воды

| Температура, °С | Давление всестороннего обжима, МПа | Противодавление, МПа | Минерализация, г/л | Вязкость воды, мПа*с | Вязкость нефти, мПа*с |
|-----------------|------------------------------------|----------------------|--------------------|----------------------|-----------------------|
| 35,6 | 18,0 | 7,9 | 193 | 0,92 | 8,66 |

Вид кривых относительной проницаемости для нефти и воды представлен на рис. 2.4.4.

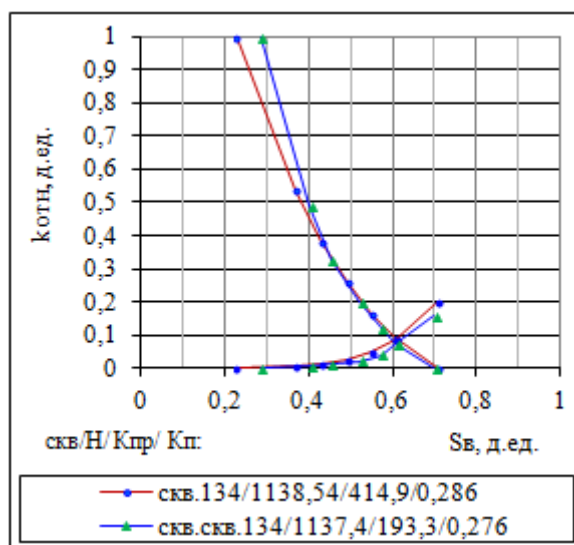


Рис.2.4.4 – Относительная проницаемость для нефти и воды

В работе [13] относительная проницаемость для нефти и воды рассчитана как фазовая проницаемость, замеренная на каждом режиме фильтрации, деленная на

проницаемость для нефти при остаточной водонасыщенности ($K_{пр}^H(S_{во})$). Для 2-х исследованных образцов с $K_{пр}=414,9$ и $193,2 \times 10^{-3}$ мкм² $K_{пр}^H(S_{во})$ составила 69,8 и $32,5 \times 10^{-3}$ мкм², соответственно, т.е. 16,8% от $K_{пр}$ в обоих случаях. Относительная проницаемость для нефти становится равной 0,5 д.ед. при увеличении водонасыщенности от $S_{во}$ до 0,38 и 0,4 д.ед. (здесь и ниже для образцов с $K_{пр}=414,9$ и $193,2 \times 10^{-3}$ мкм², соответственно), относительная проницаемость для воды при этой водонасыщенности составляет – 0,01 и 0,006 д.ед. Относительные проницаемости для нефти и воды равны и составляют 0,09 и 0,072 д.ед. при водонасыщенности 0,61 д.ед. По экспериментальным данным нефть становится неподвижна при водонасыщенности 0,708 и 0,699 д.ед., относительная проницаемость для воды при этой водонасыщенности составляет 0,203 и 0,156 д.ед. В эксперименте остаточная нефтенасыщенность составляет 0,292 и 0,301 д.ед.

Вид кривых относительной проницаемости (рис.2.4.4) свидетельствует о гидрофильности пород.

Таким образом, к настоящему времени на месторождении Каратурун Морской для отложений продуктивных горизонтов определены кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность по 60 образцам пород. Получена зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости для газа и пористости. Начальная нефтенасыщенность может быть определена как 1- $S_{во}$.

Выполнено методом стационарной фильтрации при моделировании условий пласта 2 эксперимента (образцы из отложений Ю-Х горизонта с $K_{пр}=414,9$ и $192,2 \times 10^{-3}$ мкм²) по определению относительной проницаемости для нефти и воды.

Выполнено 2 эксперимента по определению $K_{выт}$ нефти водой. По образцу из отложений Ю-V горизонта ($K_{пр}=806,2 \times 10^{-3}$ мкм²) получена остаточная нефтенасыщенность 0,215 д.ед., $K_{выт}=0,660$ д.ед; по образцу из отложений Ю-VII горизонта ($K_{пр}=75,5 \times 10^{-3}$ мкм²) получена остаточная нефтенасыщенность 0,315 д.ед., $K_{выт}=0,531$ д.ед.

2.5 Запасы нефти и газа

Впервые запасы Каратурунской группы поднятий, включающей месторождения Каратурун Морской, Каратурун Восточный и Каратурун Южный утверждены ГКЗ СССР 29.11.79 г. (Протокол №8401).

По состоянию на 1 июля 1989 г. ПГО «Гурьевнефтегазгеология», КазНИГРИ, был составлен отчет «Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов Каратурунской группы месторождений» [4] (Протокол ГКЗ СССР № 10811 от 16 марта 1990 г.).

В результате обобщения и комплексного анализа существующего объема геолого-геофизических, и промысловых данных, включающих материалы переинтерпретации сейсморазведочных работ 2Д, бурения 25 новых скважин, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований, лабораторных исследований керна и флюидов, в 2019 году институтом АО «НИПИнефтегаз» выполнен отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и свободного газа месторождения Каратурун Морской, по состоянию на 01.04.2019 г.» (Протокол ГКЗ РК № 2162-20-У от 27.02.2020 г.) [9].

В 2021 году АО «НИПИнефтегаз» был произведен «Прирост запасов нефти и газа месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.07.2021 г.» (Протокол ГКЗ РК № 2453-22-У от 08.09.2022 г.) [3], основанием для которого явилось увеличение разбуренности северной и северо-восточной частей месторождения по результатам бурения 18 скважин, которые вскрыли продуктивные по данным ГИС пласты, в ряде случаев подтверждая их результатами опробования. Большинство новых скважин способствовало изменению границ уже существующих залежей в сторону увеличения, выявлению дополнительных залежей нефти в восточной части месторождения в продуктивных горизонтах Ю-VI-A, Ю-VI-B, Ю-VII и новой небольшой залежи в горизонте Ю-I-B.

В 2025 году был произведен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Каратурун Морской Мангистауской области Республики Казахстан по состоянию на 01.04.2025 г.» [12], утвержденный ГКЗ РК (Протокол № 2772-25-У от 22.10.2025 г.), в связи с получением новой информации по результатам бурения 20 новых скважин. Вновь пробуренные скважины вскрыли продуктивные пласты по материалам промыслово-геофизических исследований, при этом в некоторых случаях подтверждая их результатами освоения. Кроме того, по результатам бурения новых скважин в большинстве горизонтов произошло увеличение площади продуктивности на северо-западе и юго-востоке.



В целом по месторождению утвержденные начальные геологические/извлекаемые запасы нефти и растворённого в ней газа составили 7261/2516 тыс. т и 223,3/79,0 млн. м³ (табл. 2.5.1), из них:

нефти:

категории В – 2257/1023 тыс. т.,

категории C₁ – 3715/1304 тыс. т.,

категории C₂ – 1289/189 тыс. т.

растворенного газа:

категории В – 73,0/33,0 млн. м³

категории C₁ – 114,1/40,7 млн. м³

категории C₂ – 36,2/5,3 млн. м³

Утвержденные начальные геологические/извлекаемые запасы газа газовых шапок в целом по месторождению составили 132,8/132,8 млн. м³ (табл. 2.5.2), из них:

газа газовой шапки:

категории C₁ – 90,9/90,9 млн. м³

категории C₂ – 41,9/41,9 млн. м³.

Таблица 2.5.1 – Начальные геологические запасы нефти и растворенного газа по состоянию на 01.04.25 г.

| Гори-зонт, залежь | Катег. запасов | Зона | Площадь нефтеносности, тыс. м² | Средневз.нефтенас. толщина, м | Нефтенасыщен. объем, тыс. м³ | Кoeff. пористости д.ед. | Кoeff. нефтенасыщ., д.ед. | Плот-ность нефти, г/см³ | Пересч. coeff., д.ед. | Газо-содержание, м³/т | Геологические запасы | | КИН д.ед. | Извлекаемые запасы | |
|-------------------|----------------------|------|--------------------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|-----------|--------------------|----------------------|
| | | | | | | | | | | | нефти, тыс. т | раств. газа, млн. м³ | | нефти, тыс. т | раств. газа, млн. м³ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| Ю-I-A | C ₁ | H | 39 | 1.9 | 74 | 0.26 | 0.60 | 0.918 | 0.885 | 28.0 | 9 | 0.3 | 0.168 | 2 | 0.1 |
| | C ₂ | H1 | 15 | 2.1 | 32 | 0.31 | 0.45 | 0.918 | 0.885 | 28.0 | 4 | 0.1 | 0.118 | 0 | 0.0 |
| | C ₁ | H2 | 361 | 1.4 | 505 | 0.26 | 0.63 | 0.918 | 0.885 | 28.0 | 67 | 1.9 | 0.168 | 11 | 0.3 |
| | | BH2 | 120 | 1.4 | 168 | 0.26 | 0.63 | 0.918 | 0.885 | 28.0 | 22 | 0.6 | 0.168 | 4 | 0.1 |
| | C ₁ | | 520 | 1.1 | 580 | | | | | | 98 | 2.8 | | 17.0 | 0.5 |
| Ю-I-B | C ₂ | HВ1 | 322 | 2.1 | 676 | 0.27 | 0.65 | 0.918 | 0.885 | 28.0 | 96 | 2.7 | 0.118 | 11 | 0.3 |
| | | HВ2 | 27 | 1.3 | 35 | 0.27 | 0.65 | 0.918 | 0.885 | 28.0 | 5 | 0.1 | 0.118 | 1 | 0.0 |
| | Итого C ₂ | | 349 | 2.0 | 711 | | | | | | 101 | 2.8 | | 12 | 0.3 |
| Ю-I-B | C ₂ | H | 103 | 0.7 | 72 | 0.24 | 0.45 | 0.918 | 0.885 | 28.0 | 6 | 0.2 | 0.118 | 1 | 0.0 |
| | | HВ | 41 | 1.6 | 66 | 0.27 | 0.58 | 0.918 | 0.885 | 28.0 | 8 | 0.2 | 0.118 | 1 | 0.0 |
| | Итого C ₂ | | 144 | 1.0 | 138 | | | | | | 14 | 0.4 | | 2 | 0.0 |
| Итого по Ю-I | C ₁ | | 520 | | 580 | | | | | | 98 | 2.8 | | 17 | 0.5 |
| | C ₂ | | 508 | | 881 | | | | | | 119 | 3.3 | | 14 | 0.3 |
| Ю-II-A | C ₁ | ГН | 305 | 1.9 | 580 | 0.27 | 0.61 | 0.903 | 0.893 | 27.1 | 77 | 2.1 | 0.168 | 13 | 0.4 |
| | | H1 | 4 | 3.7 | 15 | 0.30 | 0.63 | 0.903 | 0.893 | 27.1 | 2 | 0.1 | 0.168 | 0 | 0.0 |
| | | ГНВ1 | 395 | 2.4 | 948 | 0.26 | 0.59 | 0.903 | 0.893 | 27.1 | 117 | 3.2 | 0.168 | 20 | 0.5 |
| | | ГНВ2 | 135 | 3.7 | 500 | 0.26 | 0.59 | 0.903 | 0.893 | 27.1 | 62 | 1.7 | 0.168 | 10 | 0.3 |
| | | HВ1 | 567 | 2.1 | 1191 | 0.26 | 0.62 | 0.903 | 0.893 | 27.1 | 155 | 4.2 | 0.168 | 26 | 0.7 |
| | | HВ2 | 361 | 2.5 | 903 | 0.26 | 0.62 | 0.903 | 0.893 | 27.1 | 117 | 3.2 | 0.168 | 20 | 0.5 |
| | | | 1767 | 2.3 | 4135 | | | | | | 530 | 14.5 | | 89 | 2.4 |
| Ю-II-A | C ₂ | ГН | 16 | 4.2 | 67 | 0.27 | 0.61 | 0.903 | 0.893 | 27.1 | 9 | 0.2 | 0.118 | 1 | 0.0 |
| | | H | 19 | 3.0 | 57 | 0.30 | 0.63 | 0.903 | 0.893 | 27.1 | 9 | 0.2 | 0.118 | 1 | 0.0 |
| | | ГНВ | 39 | 3.8 | 148 | 0.26 | 0.59 | 0.903 | 0.893 | 27.1 | 18 | 0.5 | 0.118 | 2 | 0.1 |
| | | HВ | 425 | 1.9 | 808 | 0.26 | 0.62 | 0.903 | 0.893 | 27.1 | 105 | 2.8 | 0.118 | 12 | 0.3 |
| | | | 499 | 2.2 | 1080 | | | | | | 141 | 3.7 | | 16 | 0.4 |
| | C ₁ | | 1767 | | 4135 | | | | | | 530 | 14.5 | | 89 | 2.4 |
| Ю-III-A | C ₂ | ГН | 807 | 1.3 | 1049 | 0.29 | 0.54 | 0.903 | 0.893 | 27.1 | 132 | 3.6 | 0.118 | 16 | 0.4 |
| | | H1 | 4 | 1.2 | 5 | 0.32 | 0.54 | 0.903 | 0.893 | 27.1 | 1 | 0.0 | 0.118 | 0 | 0.0 |
| | | H2 | 35 | 1.6 | 56 | 0.32 | 0.54 | 0.903 | 0.893 | 27.1 | 8 | 0.2 | 0.118 | 1 | 0.0 |
| | | ГНВ1 | 166 | 1.3 | 216 | 0.29 | 0.66 | 0.903 | 0.893 | 27.1 | 33 | 0.9 | 0.118 | 4 | 0.1 |
| | | ГНВ2 | 434 | 1.1 | 477 | 0.29 | 0.66 | 0.903 | 0.893 | 27.1 | 74 | 2.0 | 0.118 | 9 | 0.2 |
| | | HВ | 5230 | 0.7 | 3661 | 0.30 | 0.61 | 0.903 | 0.893 | 27.1 | 540 | 14.6 | 0.118 | 64 | 1.7 |
| | Итого C ₂ | | 6676 | 0.8 | 5464 | | | | | | 788 | 21.3 | | 94 | 2.4 |
| Ю-IV | B | H1 | 165 | 6.0 | 990 | 0.26 | 0.70 | 0.895 | 0.954 | 23.6 | 154 | 3.6 | 0.453 | 70 | 1.6 |
| | | H2 | 20 | 4.9 | 98 | 0.26 | 0.70 | 0.895 | 0.954 | 23.6 | 15 | 0.4 | 0.453 | 7 | 0.2 |
| | | H3 | 11 | 2.8 | 31 | 0.26 | 0.70 | 0.895 | 0.954 | 23.6 | 5 | 0.1 | 0.453 | 2 | 0.0 |
| | | HВ | 1181 | 3.3 | 3897 | 0.25 | 0.62 | 0.895 | 0.954 | 23.6 | 516 | 12.2 | 0.453 | 234 | 5.5 |
| | | | 1377 | 3.6 | 5016 | | | | | | 690 | 16.3 | | 313 | 7.3 |
| | C ₁ | H1 | 46 | 5.7 | 262 | 0.26 | 0.70 | 0.895 | 0.954 | 23.6 | 41 | 1.0 | 0.453 | 19 | 0.5 |
| | | H2 | 50 | 4.5 | 225 | 0.26 | 0.70 | 0.895 | 0.954 | 23.6 | 35 | 0.8 | 0.453 | 16 | 0.4 |
| | | HВ1 | 637 | 2.3 | 1465 | 0.25 | 0.62 | 0.895 | 0.954 | 23.6 | 194 | 4.6 | 0.453 | 88 | 2.1 |
| | | HВ2 | 61 | 2.4 | 146 | 0.25 | 0.62 | 0.895 | 0.954 | 23.6 | 19 | 0.4 | 0.453 | 9 | 0.2 |
| | | HВ3 | 7 | 1.2 | 8 | 0.25 | 0.62 | 0.895 | 0.954 | 23.6 | 1 | 0.0 | 0.453 | 0 | 0.0 |
| | | HВ4 | 106 | 1.7 | 180 | 0.25 | 0.62 | 0.895 | 0.954 | 23.6 | 24 | 0.6 | 0.453 | 11 | 0.3 |
| | | HВ5 | 55 | 1.1 | 61 | 0.25 | 0.62 | 0.895 | 0.954 | 23.6 | 8 | 0.2 | 0.453 | 4 | 0.1 |
| | | HВ6 | 11 | 3.9 | 43 | 0.25 | 0.62 | 0.895 | 0.954 | 23.6 | 6 | 0.1 | 0.453 | 3 | 0.0 |
| | | | 973 | 2.5 | 2391 | | | | | | 328 | 7.7 | | 150 | 3.6 |
| | B | | 1377 | | 5016 | | | | | | 690 | 16.3 | | 313 | 7.3 |
| | C ₁ | | 973 | | 2391 | | | | | | 328 | 7.7 | | 150 | 3.6 |
| | B+C ₁ | | 2350 | | 7407 | | | | | | 1018 | 24.0 | | 463 | 10.9 |

Продолжение таблицы 2.5.1



| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
|------------------------|----------------------|----|------|-----|-------|------|------|-------|-------|------|------|-------|-------|------|------|
| Ю-V | В | НВ | 1806 | 5.6 | 10114 | 0.28 | 0.67 | 0.898 | 0.920 | 36.2 | 1567 | 56.7 | 0.453 | 710 | 25.7 |
| | С ₁ | НВ | 1817 | 2.8 | 5088 | 0.28 | 0.67 | 0.898 | 0.920 | 36.2 | 789 | 28.6 | 0.453 | 357 | 13.0 |
| | В+С ₁ | | 3623 | | 15201 | | | | | | 2356 | 85.3 | | 1067 | 38.7 |
| Ю-VI-A | С ₁ | Н1 | 108 | 2.7 | 292 | 0.24 | 0.55 | 0.898 | 0.920 | 36.2 | 32 | 1.2 | 0.453 | 14 | 0.5 |
| | | Н2 | 2 | 2.1 | 4 | 0.24 | 0.55 | 0.898 | 0.920 | 36.2 | 0 | 0.0 | 0.453 | 0 | 0.0 |
| | | НВ | 249 | 1.6 | 398 | 0.27 | 0.55 | 0.898 | 0.920 | 36.2 | 49 | 1.8 | 0.453 | 22 | 0.8 |
| | | | 359 | 1.9 | 694 | | | | | | 81 | 3.0 | | 36 | 1.3 |
| | С ₂ | Н | 123 | 2.2 | 271 | 0.29 | 0.62 | 0.898 | 0.920 | 36.2 | 40 | 1.4 | 0.317 | 13 | 0.4 |
| | | НВ | 171 | 1.3 | 222 | 0.29 | 0.60 | 0.898 | 0.920 | 36.2 | 32 | 1.2 | 0.317 | 10 | 0.4 |
| | | | 294 | 1.7 | 493 | | | | | | 72 | 2.6 | | 23 | 0.8 |
| | С ₁ | | 359 | | 694 | | | | | | 81 | 3.0 | | 36 | 1.3 |
| | С ₂ | | 294 | | 493 | | | | | | 72 | 2.6 | | 23 | 0.8 |
| Ю-VI-B | С ₁ | НВ | 311 | 1.5 | 467 | 0.25 | 0.51 | 0.898 | 0.920 | 36.2 | 49 | 1.8 | 0.453 | 22 | 0.8 |
| | С ₂ | НВ | 130 | 2.1 | 273 | 0.25 | 0.56 | 0.898 | 0.920 | 36.2 | 32 | 1.2 | 0.317 | 10 | 0.4 |
| Итого по Ю-VI | С ₁ | | 670 | | 1161 | | | | | | 130 | 4.8 | | 58 | 2.1 |
| | С ₂ | | 424 | | 766 | | | | | | 104 | 3.8 | | 33 | 1.2 |
| Ю-VII-A | С ₁ | НВ | 508 | 1.5 | 762 | 0.29 | 0.51 | 0.882 | 0.943 | 30.2 | 94 | 2.8 | 0.344 | 32 | 1.0 |
| | С ₂ | НВ | 174 | 0.9 | 157 | 0.26 | 0.52 | 0.882 | 0.943 | 30.2 | 18 | 0.5 | 0.241 | 4 | 0.1 |
| Ю-VII-B | С ₂ | НВ | 81 | 1.1 | 89 | 0.28 | 0.64 | 0.882 | 0.943 | 30.2 | 13 | 0.4 | 0.241 | 3 | 0.1 |
| | Итого С ₂ | | 81 | | 89 | | | | | | 13 | 0.4 | | 3 | 0.1 |
| Итого по Ю-VII | С ₁ | | 508 | | 762 | | | | | | 94 | 2.8 | | 32 | 1.0 |
| | С ₂ | | 255 | | 246 | | | | | | 31 | 0.9 | | 7 | 0.2 |
| Ю-VIII-A | С ₁ | НВ | 1039 | 2.9 | 3013 | 0.26 | 0.54 | 0.882 | 0.943 | 30.2 | 352 | 10.6 | 0.344 | 121 | 3.6 |
| | С ₂ | Н | 27 | 5.0 | 135 | 0.24 | 0.51 | 0.882 | 0.943 | 30.2 | 14 | 0.4 | 0.241 | 3 | 0.1 |
| | | НВ | 341 | 2.3 | 784 | 0.26 | 0.54 | 0.882 | 0.943 | 30.2 | 92 | 2.8 | 0.241 | 22 | 0.7 |
| | С ₁ | | 1039 | 2.9 | 3013 | | | | | | 352 | 10.6 | | 121 | 3.6 |
| Ю-VIII-B | С ₁ | | 368 | 2.5 | 919 | | | | | | 106 | 3.2 | | 25 | 0.8 |
| | | Н | 92 | 4.1 | 377 | 0.27 | 0.52 | 0.882 | 0.943 | 30.2 | 44 | 1.3 | 0.344 | 15 | 0.4 |
| | | НВ | 247 | 1.6 | 395 | 0.26 | 0.48 | 0.882 | 0.943 | 30.2 | 41 | 1.2 | 0.344 | 14 | 0.4 |
| | | | 339 | 2.3 | 772 | | | | | | 85 | 2.5 | | 29 | 0.8 |
| Итого по Ю-VIII | С ₁ | | 1378 | | 3786 | | | | | | 437 | 13.1 | | 150 | 4.4 |
| | С ₂ | | 368 | | 919 | | | | | | 106 | 3.2 | | 25 | 0.8 |
| Ю-IX-A | С ₁ | Н1 | 202 | 3.6 | 727 | 0.26 | 0.54 | 0.877 | 0.943 | 30.2 | 84 | 2.5 | 0.344 | 29 | 0.9 |
| | | Н2 | 75 | 9.6 | 720 | 0.26 | 0.54 | 0.877 | 0.943 | 30.2 | 84 | 2.5 | 0.344 | 29 | 0.9 |
| | | Н3 | 85 | 2.2 | 187 | 0.26 | 0.54 | 0.877 | 0.943 | 30.2 | 22 | 0.7 | 0.344 | 8 | 0.2 |
| | | НВ | 1291 | 3.8 | 4906 | 0.26 | 0.53 | 0.877 | 0.943 | 30.2 | 559 | 16.9 | 0.344 | 192 | 5.8 |
| | Итого С ₁ | | 1653 | 4.0 | 6540 | | | | | | 749 | 22.6 | | 258 | 7.8 |
| Ю-X | С ₁ | НВ | 896 | 4.5 | 4032 | 0.27 | 0.62 | 0.879 | 0.944 | 30.8 | 560 | 17.2 | 0.344 | 193 | 5.9 |
| | Итого С ₁ | | 896 | | 4032 | | | | | | 560 | 17.2 | | 193 | 5.9 |
| Всего по месторождению | В | | | | | | | | | | 2257 | 73.0 | | 1023 | 33.0 |
| | С ₁ | | | | | | | | | | 3715 | 114.1 | | 1304 | 40.7 |
| | С ₂ | | | | | | | | | | 1289 | 36.2 | | 189 | 5.3 |
| | В+С ₁ | | | | | | | | | | 5972 | 187.1 | | 2327 | 73.7 |



Таблица 2.5.2 – Начальные геологические запасы газа газовых шапок месторождения Каратурун Морской

| Горизонт, залежь | Категория запасов | Зона | Площадь газоносности, тыс. м ² | Средневзвешен. эфф. газона-сыщ. толщ, м | Газонасыщенный объем, м ³ | Коэффициент, д.ед. | | Пластовое давление, МПа | | Поправка на отклонение от закона Бойля Мариотта | | Поправка за температуру | Коэф. перевода техн. МПа в физические | Нач. геол. запасы пласт. газа, млн.м ³ | КИГ дед. | Нач. извлеч. запасы пласт. газа, млн.м ³ |
|-----------------------------|-------------------|------|---|---|--------------------------------------|--------------------|------------------|-------------------------|----------|---|----------------------|-------------------------|---------------------------------------|---|----------|---|
| | | | | | | пористости | газонасыщенности | начальное | конечное | при начальн. давлении | при конечн. давлении | | | | | |
| Ю-П-А | C ₁ | Г | 131 | 2.0 | 262 | 0.26 | 0.62 | 9.8 | 0.10 | 1.20 | 0.98 | 0.94 | 9.7 | 4.5 | 1 | 4.5 |
| | | ГН | 321 | 1.5 | 482 | 0.27 | 0.60 | 9.8 | 0.10 | 1.20 | 0.98 | 0.94 | 9.7 | 8.3 | 1 | 8.3 |
| | | ГНВ1 | 395 | 1.8 | 711 | 0.26 | 0.58 | 9.8 | 0.10 | 1.20 | 0.98 | 0.94 | 9.7 | 11.4 | 1 | 11.4 |
| | | ГНВ2 | 174 | 1.0 | 174 | 0.26 | 0.58 | 9.8 | 0.10 | 1.20 | 0.98 | 0.94 | 9.7 | 2.8 | 1 | 2.8 |
| | C ₁ | | 1021 | 1.6 | 1629 | | | | | | | | | 27.0 | | 27.0 |
| Ю-Ш-А | C ₁ | Г | 794 | 3.4 | 2700 | 0.26 | 0.68 | 10.47 | 0.10 | 1.20 | 0.98 | 0.94 | 9.7 | 54.3 | 1 | 54.3 |
| | | ГН1 | 45 | 2.5 | 113 | 0.26 | 0.55 | 10.47 | 0.10 | 1.20 | 0.98 | 0.94 | 9.7 | 1.8 | 1 | 1.8 |
| | | ГН2 | 243 | 2.1 | 510 | 0.26 | 0.55 | 10.47 | 0.10 | 1.20 | 0.98 | 0.94 | 9.7 | 1.8 | 1 | 1.8 |
| | | ГНВ1 | 4 | 1.3 | 5 | 0.28 | 0.72 | 10.47 | 0.10 | 1.20 | 0.98 | 0.94 | 9.7 | 0.1 | 1 | 0.1 |
| | | ГНВ2 | 143 | 1.8 | 257 | 0.28 | 0.72 | 10.47 | 0.10 | 1.20 | 0.98 | 0.94 | 9.7 | 5.9 | 1 | 5.9 |
| | C ₂ | Г1 | 107 | 3.0 | 321 | 0.26 | 0.68 | 10.47 | 0.10 | 1.20 | 0.98 | 0.94 | 9.7 | 6.5 | 1 | 6.5 |
| | | Г2 | 49 | 2.9 | 142 | 0.26 | 0.68 | 10.47 | 0.10 | 1.20 | 0.98 | 0.94 | 9.7 | 2.9 | 1 | 2.9 |
| | | ГН1 | 316 | 1.8 | 569 | 0.26 | 0.55 | 10.47 | 0.10 | 1.20 | 0.98 | 0.94 | 9.7 | 9.2 | 1 | 9.2 |
| | | ГН2 | 202 | 1.8 | 364 | 0.26 | 0.55 | 10.47 | 0.10 | 1.20 | 0.98 | 0.94 | 9.7 | 5.9 | 1 | 5.9 |
| | | ГНВ1 | 164 | 1.3 | 213 | 0.28 | 0.72 | 10.47 | 0.10 | 1.20 | 0.98 | 0.94 | 9.7 | 4.9 | 1 | 4.9 |
| | | ГНВ2 | 286 | 1.9 | 543 | 0.28 | 0.72 | 10.47 | 0.10 | 1.20 | 0.98 | 0.94 | 9.7 | 12.5 | 1 | 12.5 |
| | C ₁ | | 1229 | 2.9 | 3585 | | | | | | | | | 63.9 | | 63.9 |
| | C ₂ | | 1124 | 1.9 | 2152 | | | | | | | | | 41.9 | | 41.9 |
| Всего по газу газовых шапок | C ₁ | | 2250 | | 5214 | | | | | | | | | 90.9 | | 90.9 |
| | C ₂ | | 1124 | | 2152 | | | | | | | | | 41.9 | | 41.9 |



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

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

С целью оценки фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЁС) пластов-коллекторов и энергетического состояния месторождения Каратурун Морской в период 2019-01.04.2025 гг. было проведено 45 гидродинамических исследований, из них 24 методом восстановления давления (КВД) в 23 скважинах, 1 методом восстановления уровня (КВУ) в 1 скважине и 20 методом установившихся отборов (МУО) в 17 скважинах.

Исследования скважин методом МУО проводились на 3-4 режимах, после чего скважину останавливали для снятия кривой восстановления давления (КВД).

По результатам исследований МУО в 17 эксплуатационных скважинах (32, 36, 102, 108, 110, 112, 116, 118, 120, 123, 132, КМ-1, Э-5, Э-6, Э-7, Э-9, Э-16) были построены индикаторные диаграммы и определены коэффициенты продуктивности (см. рисунок 3.1.1).

По результатам исследований методом КВД были определены ФЕС пластов: проницаемость, коэффициент продуктивности, значения пластового давления и скин-фактор, которые приведены в таблицах 3.1.1-3.1.4.

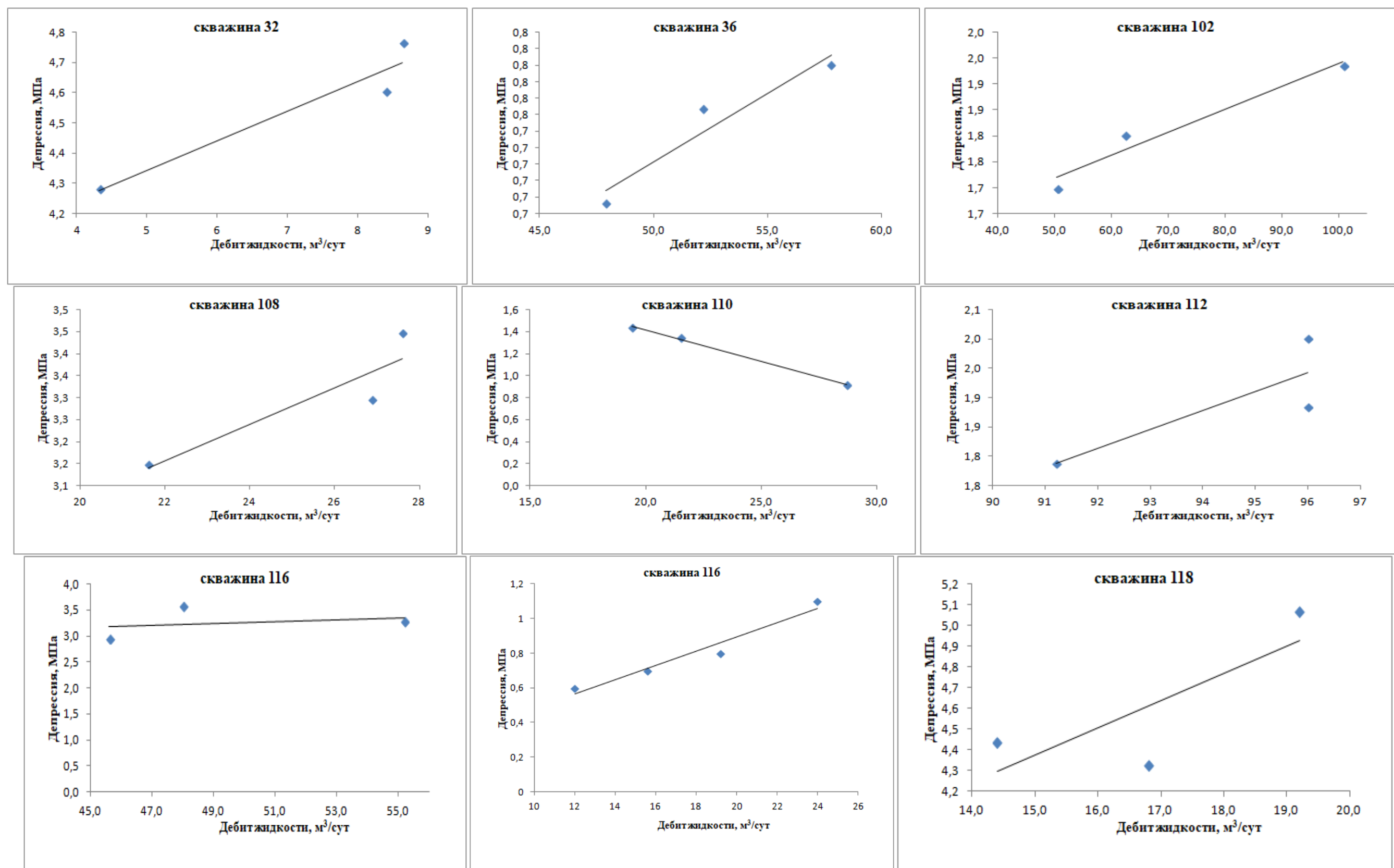


Рисунок 3.1.1 – Индикаторные диаграммы по скважинам 32, 36, 102, 108, 110, 112, 116, 118

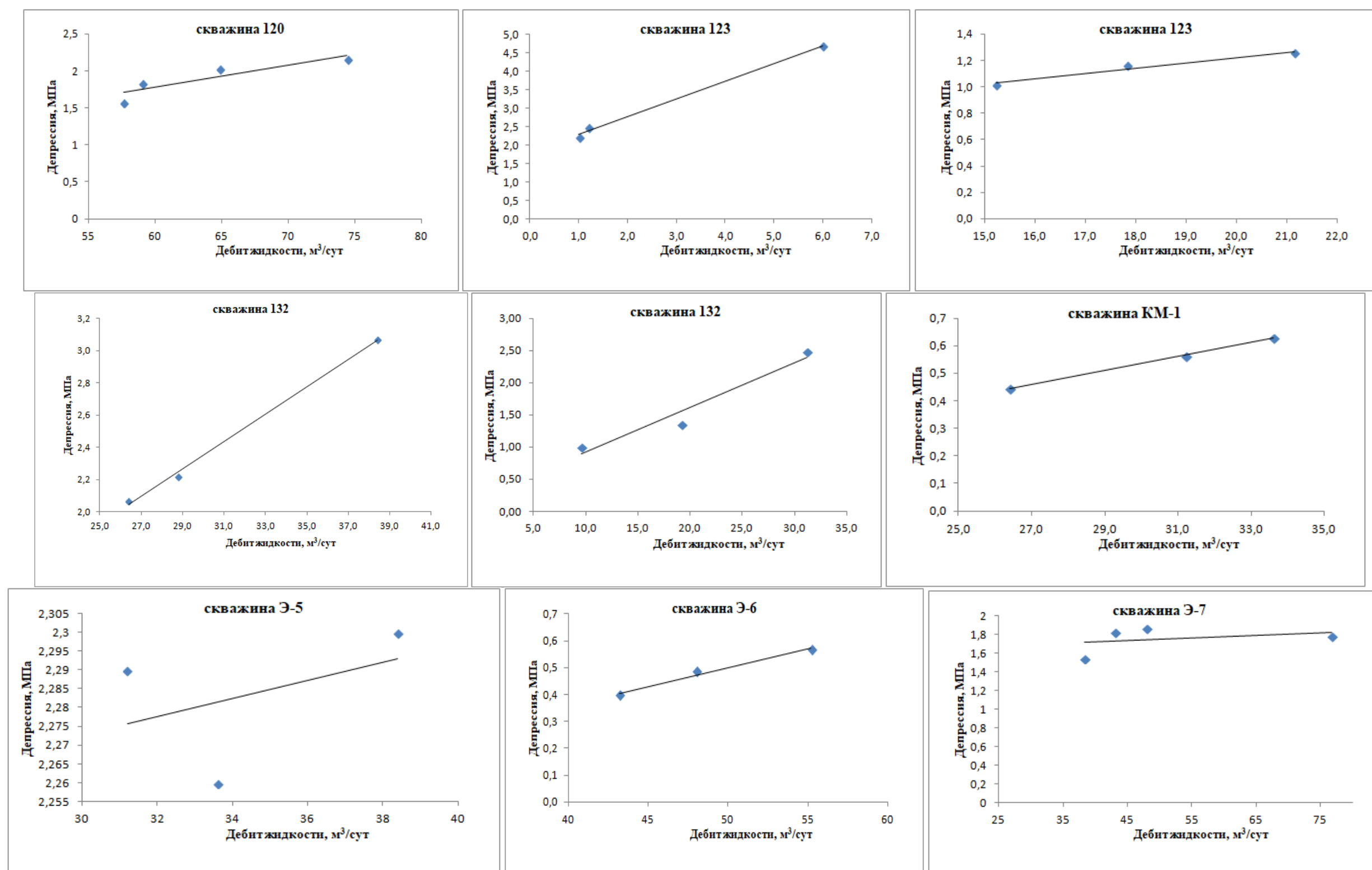


Рисунок 3.1.2 – Индикаторные диаграммы по скважинам 120, 123, 132, КМ-1, Э-5, Э-6, Э-7, Э-9, Э-16

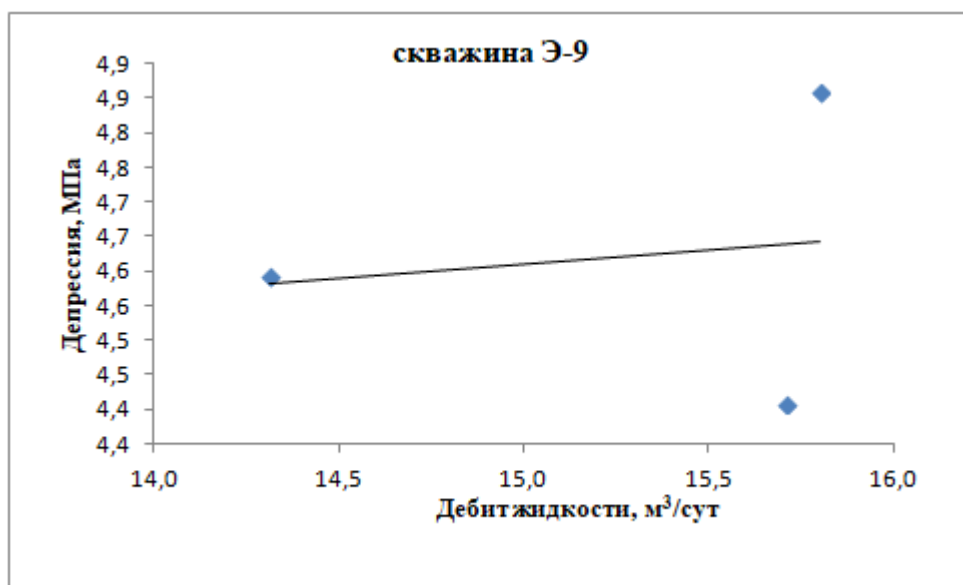


Рисунок 3.1.3 – Индикаторные диаграммы по скважинам Э-9

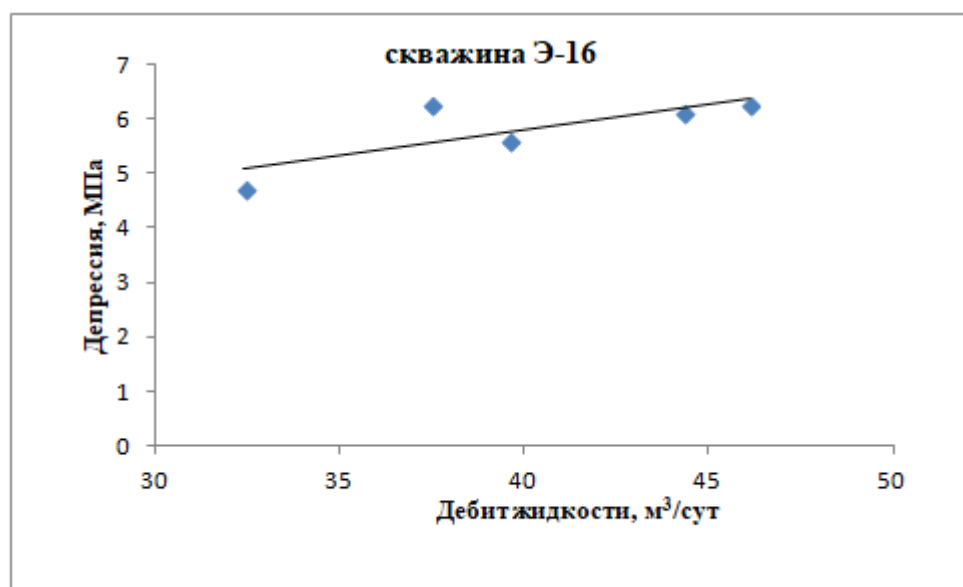


Рисунок 3.1.4 – Индикаторные диаграммы по скважинам Э-16

Таблица 3.1.1 – Месторождение Каратурун Морской. Гидродинамические исследования скважин за период 2019-01.04.2025 гг.

| Горизонт | Скважина | Дата проведения | Вид исследования | Интервал исследования, м | Эффективная толщина, м | Глубина замера, м | Пластовая температура, °С | Диаметр штуцера, мм / | Обороты, 1/мин | Забойное давление, МПа | Пластовое давление, МПа | Депрессия, МПа | Дебит нефти, м³/сут | Дебит жидкости, м³/сут | Проницаемость, мкм² | Коэффициент продуктивности, | Удельный коэффициент продуктивности, | Гидропроводность, мкм²* м/МПа | Пьезопроводность, м²/с | Скин-фактор |
|-------------------------|----------|---------------------|------------------|---|------------------------|-------------------|---------------------------|--------------------------|----------------|------------------------|-------------------------|----------------|---------------------|------------------------|---------------------|--------------------------------|--|-------------------------------|------------------------|-------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | |
| I объект | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ю-I, Ю-II | 132 | 24.04.-30.04.2024 | МУО | 886,4-887,6 | 1,2 | 886,4 | - | 150 | 6,6 | 7,3 | 2,1 | 11,6 | 26,4 | 0,355 | 12,72 | 10,6 | 0,065 | 0,355 | -3,51 | |
| | | | МУО | | | | | 170 | 6,0 | | 2,2 | 11,5 | 28,8 | | | | | | | |
| | | | МУО | | | | | 190 | 5,6 | | 3,1 | 28,4 | 38,4 | | | | | | | |
| | | | КВД | | | | | - | 0,0 | | - | | | | | | | | | |
| | | 25-28.05.2024 | МУО | | | | - | 150 | 8,91 | 9,9 | 1,0 | 3,7 | 9,6 | | | | | | | |
| | | | МУО | | | | - | 170 | 8,55 | | 1,4 | 7,7 | 19,2 | | | | | | | |
| | | | МУО | | | | - | 190 | 7,43 | | 2,5 | 12,2 | 31,2 | | | | | | | |
| | | | КВУ | | | | - | - | - | | - | - | | | | | | | | |
| II объект | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ю-IV, Ю-V, Ю-VIII | Э-8 | 15-20.03.2019 г. | КВД | 974,8-976; 993,6-994,9; 997,5-1003; 1062,6-1065,4 | 10,8 | 990 | 39,36 | 6 | 8,92 | 9,85 | 0,93 | - | 2 | 0,0107 | 2,15 | 0,2 | 0,181 | 0,0003 | -3,85 | |
| Ю-IV, Ю-V | 103 | 26.03-03.04.2021 г. | КВД | 972,7-975,7; 977,3-981,5; 991,5-992,4; 995,2-997,2; 998-999,6 | 11,7 | 972,7 | 39,42 | 6 | 7,6 | 9,4 | 1,8 | - | 21,3 | 0,76 | 11,8 | 1,0 | 0,52 | 0,027 | 12,2 | |
| Ю-IV | ЭР-19 | 12-15.04.2021 г. | КВД | 975,3-976,2; 978,3-982,5 | 5,1 | 975,3 | 39,7 | - | 8,8 | 9,8 | 1,0 | - | 21,0 | 7,85 | 21 | 4,1 | 4,6 | 0,0595 | 2,4 | |
| Ю-IV, Ю-V | 116 | 31.10-03.11.2023 | МУО | 975,3-976,5; | 7 | - | - | 120 | 8,9 | 9,5 | 0,6 | - | 12,0 | - | 22,13 | 3,2 | - | - | - | |
| | | | | 989,5-990,7; | | - | - | 140 | 8,8 | | 0,7 | - | 15,6 | - | | | - | | | |
| | | | | 992,5-994,3; | | - | - | 160 | 8,7 | | 0,8 | - | 19,2 | - | | | - | | | |
| | | | | 997,2-1000,0 | | - | - | 175 | 8,4 | | 1,1 | - | 24,0 | - | | | - | | | |

Продолжение таблицы 3.1.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | | | |
|--------------|-----|---------------------------|-----|---|-----|--------|---|-----|------|------|-----|------|-------|----|-------|------|----|----|----|---|---|--|
| Ю-IV, Ю-V | 120 | 26-29.10.2023 | МУО | 969,5-971,2; | 9,6 | - | - | 130 | 7,55 | 9,13 | 1,6 | - | 57,6 | - | 33,57 | 3,5 | - | - | - | | | |
| | | | | 975,0-977,7; | | - | - | 150 | 7,29 | | 1,8 | - | 59,0 | - | | | - | - | - | | | |
| | | | | 989,5-990,7; | | - | - | 170 | 7,09 | | 2,0 | - | 64,8 | - | | | - | - | - | | | |
| | | | | 993,8-997,8 | | - | - | 190 | 6,97 | | 2,2 | - | 74,4 | - | | | - | - | - | | | |
| Ю-IV, Ю-V | Э-5 | 17-19.10.2023 | МУО | 970,9-971,9; | 6,4 | - | - | 80 | 6,1 | 8,4 | 2,3 | - | 31,2 | - | 15,07 | 2,4 | - | - | - | | | |
| | | | | 974,0-975,5; | | - | - | 100 | 6,1 | | 2,3 | - | 33,6 | - | | | - | - | - | | | |
| | | | | 976,9-979,0; | | - | - | 120 | 6,1 | | 2,3 | - | 38,4 | - | | | - | - | - | | | |
| | | | | 987,6-989,4 | | - | - | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ю-IV, Ю-V | Э-7 | 22-25.10.2023 | МУО | 1006,3-1007,2; | 4,6 | - | - | 180 | 8 | 9,8 | 1,8 | - | 76,8 | - | 29,49 | 6,4 | - | - | - | | | |
| | | | | 1024,7-1025,7; | | - | - | 160 | 7,9 | | 1,9 | - | 48,0 | - | | | - | - | - | | | |
| | | | | 1027,4-1029,1; | | - | - | 140 | 8 | | 1,8 | - | 43,2 | - | | | - | - | - | | | |
| | | | | 1031,7-1032,7 | | - | - | 120 | 8,3 | | 1,5 | - | 38,4 | - | | | - | - | - | | | |
| Ю-V | Э-6 | 18-22.09.2024 г. | МУО | 994,5-995,9 998,7-1000,9 | 3,6 | - | - | 180 | 8,5 | 8,9 | 0,4 | 9,9 | 43,2 | - | 101,0 | 28,0 | - | - | - | | | |
| | | | | | | - | - | 200 | 8,4 | | 0,5 | 14,4 | 48 | - | | | - | - | - | | | |
| | | | КВД | | | - | - | 220 | 8,3 | | 0,6 | 16,6 | 55,2 | - | | | - | - | - | - | | |
| | | | | | | - | - | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ю-V | 36 | 28.06.2024- 03.07.2024 | МУО | 990-991 993-994 998-1000 | 4 | 979,1 | - | 150 | 8,0 | 8,7 | 0,7 | 14,1 | 47,9 | - | 70,8 | 17,7 | - | - | - | | | |
| | | | | | | | - | 170 | 7,9 | | 0,8 | 4,1 | 52,2 | - | | | - | - | - | - | | |
| | | | КВД | | | | - | 190 | 7,9 | | 0,8 | 2,5 | 57,8 | - | | | - | - | - | - | | |
| | | | | | | | - | - | | | | | | | | | | | | | | |
| Ю-IV, Ю-V | 102 | 13-18.06.2024 г. | МУО | 975,9-981,7 989,8-991,1 993,4-997,3 | 11 | 975 | - | 182 | 7,3 | 9,0 | 1,7 | 11,6 | 50,4 | - | 39,3 | 3,6 | - | - | - | | | |
| | | | | | | | - | 200 | 7,2 | | 1,8 | 12,5 | 62,4 | - | | | - | - | - | - | | |
| | | | КВД | | | | - | 220 | 7,1 | | 1,9 | 16,1 | 100,8 | - | | | - | - | - | - | | |
| | | | | | | | - | - | | | | | | | | | | | | | | |
| Ю-IV, Ю-V | 112 | 07-13.09.2024 | МУО | 971-971,9 975,9-978 990-991,6 995-998,3 | 7,9 | 971 | - | 200 | 7,3 | 9,1 | 1,8 | 34,7 | 91,2 | - | 49,9 | 6,3 | - | - | - | | | |
| | | | | | | | - | 220 | 7,2 | | 1,9 | 36,5 | 96 | - | | | - | - | - | - | | |
| | | | КВД | | | | - | 240 | 7,1 | | 2,0 | 36,5 | 96 | - | | | - | - | - | - | | |
| | | | | | | | - | - | | | | | | | | | | | | | | |
| Ю-IV, Ю-V | 116 | 20-25.09.2024 | МУО | 975,3-976,5м 989,5-990,7м 992,5-994,3м 997,2-1000м | 7 | 975,3 | - | 190 | 6,0 | 9,5 | 3,6 | 31,2 | 48,0 | - | 15,2 | 2,2 | - | - | - | | | |
| | | | | | | | - | 170 | 6,2 | | 3,3 | 39,7 | 55,2 | - | | | - | - | - | - | | |
| | | | КВД | | | | - | 150 | 6,6 | | 2,9 | 33,7 | 45,6 | - | | | - | - | - | - | | |
| | | | | | | | - | - | | | | | | | | | | | | | | |
| Ю-VI | 123 | 25-29.04.2024 | КВД | 1021,2-1023,4 1026,2-1026,8 1028,2-1029,2 | 3,8 | 1021,2 | - | | | 12,6 | | | | - | 0,9 | 0,2 | - | - | - | | | |
| | | 19-26.05.2024 | МУО | | | | - | 130 | 4,9 | 9,6 | 4,7 | 3,4 | 6,0 | - | | | - | - | - | | | |
| | | | | | | | - | 110 | 7,1 | | 2,5 | 1,0 | 1,2 | - | | | - | - | - | | | |
| | | | | | | | - | 90 | 7,4 | | 2,2 | 0,9 | 1,0 | - | | | - | - | - | - | - | |
| Ю-V | 123 | 22-28.10.2024 | МУО | 996.2-997.8, 999.0-1002.0 | 4,6 | 996,2 | - | 108 | 9,4 | 10,4 | 1,0 | 2,7 | 15,2 | - | 15,8 | 3,4 | - | - | - | | | |
| | | | | | | | - | 130 | 9,2 | | 1,2 | 2,8 | 17,8 | - | | | - | - | - | - | | |
| | | | КВД | | | | - | 150 | 9,1 | | 1,3 | 3,0 | 21,2 | - | | | - | - | - | - | | |
| | | | | | | | - | - | | | | | | | | | | | | | | |
| Ю-IV, Ю-V | 131 | 13.06.2024 | КВД | | | 974 | - | | | 10,9 | | | | - | | | - | - | - | | | |



Продолжение таблицы 3.1.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|-----------------|------|-----------------------|-----|---|------|--------|-------|-----|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-----------|------|-------|-------|-------|
| Ю-IV, Ю-V | КМ-1 | 28.05.2024-01.06.2024 | МУО | 995,8-996,8 999,5-1003 | 4,5 | 999,5 | - | 122 | 8,6 | 9,0 | 0,4 | 7,92 | 26,4 | - | 55,7 | 12,4 | - | - | - |
| | | | | | | | - | 140 | 8,4 | | 0,6 | 6,864 | 31,2 | - | | | - | - | - |
| | | | | | | | - | 160 | 8,4 | | 0,6 | 9,744 | 33,6 | - | | | - | - | - |
| | | | КВД | | | | - | | | | | | - | - | | | - | - | |
| III объект | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ю-IX | Э-16 | 29.01-09.02.2019 г. | МУО | 1103-1102,1; 1102,7-1103,5; 1108,1-1109,2 | 3,7 | 1077 | 42,6 | 7 | 5,046 | 11,3 | 6,3 | 34,9 | 37,5 | 0,576 | 6,89 | 1,9 | 1,89 | 0,03 | 4,8 |
| | | | | | | | | 6 | 5,709 | | 5,6 | 37,5 | 39,6 | | | | | | |
| | | | | | | | | 5 | 6,578 | | 4,7 | 31,9 | 32,4 | | | | | | |
| | | | | | | | | 6 | 5,172 | | 6,1 | 37,6 | 44,3 | | | | | | |
| | | | КВД | | | | | 7 | 5,046 | | 6,3 | 45,8 | 46,1 | | | | | | |
| Ю-X | Э-2 | 27.02-10.03.2019 г. | КВД | 1135,6-1139,1 | 3,5 | 1120 | 44,3 | 10 | 10,173 | 12,07 | 1,897 | 96,6 | 133,3 | 2,04 | 70,3 | 20,1 | 2,867 | 0,003 | 6,4 |
| Ю-VIII, Ю-IX | 102 | 11.03-16.03.2021 г. | КВД | 1033,2-1034,2; 1036,9-1038; 1064,2-1066,2; 1106,6-1103 | 6,5 | 1033,2 | 41,57 | 6 | 9,76 | 11 | 1,24 | - | 44 | 2,3 | 35,483871 | 5,5 | 2,09 | 0,1 | 8,5 |
| Ю-X | 109 | 22-26.04.2021 г. | КВД | 1131-1134; 1136-1141 | 8 | 1131 | 44,28 | 6 | 11,7 | 11,7 | 0,5 | - | 55 | 1,74 | 110 | 13,8 | 1,16 | 0,06 | -3,61 |
| Ю-IX, Ю-X | 116 | 13-18.10.2021 г. | КВД | 1077,4-1081,4; 1084-1088,3 (Ю-VIII); 1091-1100 (Ю-IX); 1128-1140,7 (Ю-X). | 29,9 | 1077 | 41,7 | 5 | 10,5 | 11,3 | 0,8 | - | 43 | 0,4 | 53,75 | 1,8 | 1,8 | 0,209 | 8,6 |
| Ю-IX, Ю-X | 114 | 19-23.10.2021 г. | КВД | 1096,2-1104,7; 1133,9-1135,1; 1136,6-1140 | 13,1 | 1096 | 42,3 | 5 | 10,9 | 11,4 | 0,5 | - | 44 | 1,5 | 88 | 6,7 | 2 | 0,783 | 12,6 |
| Ю-IX, Ю-X | 107 | 01-04.11.2021 г. | КВД | 1134,3-1137,9 (Ю-X); 1102,3-1105,7 1096,9-1099,8 (Ю-IX). | 9,9 | 1039 | 43,4 | 5 | 10,9 | 11,3 | 0,4 | - | 35 | 1,8 | 87,5 | 8,8 | 6,1 | 0,94 | 9,5 |
| Ю-VIII, | 32 | 10-17.09.2024 г. | МУО | 974,5-975,5, 976,9-978,3, 993,2-994,9, 1061-1064 | 7,1 | 1061 | - | 106 | 4,0 | 8,3 | 4,3 | 2,8 | 4,3 | | 1,56 | 0,2 | - | - | - |
| | | | | | | | - | 130 | 3,7 | | 4,6 | 5,88 | 8,4 | | | | - | - | - |
| | | | | | | | - | 150 | 3,5 | | 4,8 | 6,0 | 8,6 | | | | - | - | - |
| | | | КВД | | | | - | | | | | | | - | | | - | - | |



Продолжение таблицы 3.1.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|--------------|-----|---------------------------|-----|--|-----|--------|---|-----|-----|------|-----|------|------|----|-------|-----|----|----|----|
| Ю-Х | 108 | 14-18.09.2024 | МУО | 1138,2-1140,2 | 2 | 1138,2 | - | 170 | 9,4 | 12,7 | 3,3 | 8,1 | 26,9 | | 7,69 | 3,8 | - | - | - |
| | | | | | | | - | 185 | 9,3 | | 3,4 | 8,28 | 27,6 | | | | - | - | - |
| | | | | | | | - | 150 | 9,6 | | 3,1 | 6,48 | 21,6 | | | | - | - | - |
| | | | КВД | | | | - | | | | | | | | | | - | - | - |
| Ю-IX, Ю-Х | 110 | 26.06.2024- 01.07.2024 | МУО | 1135-1135,8м, 1136,7-1139,2 | 3,3 | 974 | - | | 7,4 | 8,8 | 1,4 | 9,6 | 19,4 | | 18,86 | 5,7 | - | - | - |
| | | | | | | | - | | 7,5 | | 1,3 | 8,8 | 21,5 | | | | - | - | - |
| | | | | | | | - | | 7,9 | | 0,9 | 13,6 | 28,7 | | | | - | - | - |
| | | | КВД | | | | - | | | | | | | | | | - | - | - |
| Ю-IX, Ю-Х | 118 | 28.09.2024- 05.10.2024 | МУО | 1092,5-1096,5м, 1128,6-1130м, 1130,8-1133,6м | 8,2 | 1092,5 | - | 96 | 6,0 | 10,4 | 4,4 | 13,7 | 14,4 | | 3,64 | 0,4 | - | - | - |
| | | | | | | | - | 120 | 6,1 | | 4,3 | 14,3 | 16,8 | | | | - | - | - |
| | | | | | | | - | 140 | 5,3 | | 5,1 | 14,2 | 19,2 | | | | - | - | - |
| | | | КВД | | | | - | | | | | | | | | | - | - | - |
| Ю-IX | Э-9 | 19-24.06.2024 | МУО | 1107-1108,2м, 1109,1-1110,8м | 2,9 | 1107 | - | 182 | 5,8 | 10,2 | 4,4 | 7,8 | 15,7 | | 3,30 | 1,1 | - | - | - |



Как видно из таблицы 3.1, по **I объекту (горизонты Ю-I, Ю-II)** были проведены 2 исследования методом установившихся отборов (МУО) в 1 скважине, 1 методом восстановления давления (КВД) в 1 скважине и методом восстановления уровня (КВУ) провели по 1 исследования в 1 скважине (132).

Скважина 132 была исследована методом МУО с 24 по 30 апреля 2024 г. на трёх режимах на интервале 886,4-887,6 м. Дебит жидкости колебался от 26,4 до 38,4 м³/сут. Также при исследовании определены следующие параметры: пластовое давление, которое составило 7,3 МПа, забойное давление в среднем – 6,1 МПа, коэффициент продуктивности – 12,72 м³/сут/МПа. После чего скважина была остановлена на КВД на сутки для замера пластового давления. Остальные параметры при КВД не определялись. Поэтому данное исследование можно считать условным.

Затем скважина была повторно исследована методом МУО с 25 по 28 мая 2024 г. на трёх режимах. Дебит жидкости колебался от 9,6 до 31,2 м³/сут. Также при исследовании определены следующие параметры: пластовое давление, которое составило 9,9 МПа, забойное давление в среднем – 8,3 МПа, коэффициент продуктивности – 12,3 м³/сут/МПа. После чего скважина была остановлена на КВУ для замера пластового давления, а также остальных параметров. При КВУ были получены: проницаемость – 0,355 мкм², пьезопроводность – 35,5 см²/с, гидропроводность – 0,065 мкм²*м/сПз и отрицательный скин-фактор – минус 3,51, который говорит об отсутствии загрязнения призабойной зоны скважины.

По **II объекту (горизонты Ю-IV, Ю-V)** исследования методом КВД провели в 3 скважинах по определению всех параметров и 8 исследований КВД, где скважины были остановлены на сутки и при которых были получены только пластовые давления. Данные исследования можно считать условными. Методом установившихся отборов (МУО) было проведено 12 исследований в 12 скважинах.

Скважина Э-8 была исследована методом КВД с 15 по 20 марта 2019 г. в интервале 974,8-976; 993,6-994,9; 997,5-1003; 1062,6-1065,4. В результате были определены следующие параметры: пластовое давление которое составило 9,85 МПа, проницаемость – 0,0107 мкм², коэффициент продуктивности – 2,15 м³/сут/МПа, пьезопроводность – 0,03 см²/с, гидропроводность – 0,181 мкм²*м/сПз, скин-фактор отрицательный – минус 3,85, который говорит об отсутствии загрязнения призабойной зоны скважины.

Скважина 103 была исследована методом КВД с 26 марта по 3 апреля 2021 г. в интервале 972,7-975,7; 977,3-981,5; 991,5-992,4; 995,2-997,2; 998-999,6. В результате были определены следующие параметры: пластовое давление которое составило 9,4 МПа,

проницаемость – 0,76 мкм², коэффициент продуктивности – 11,8 м³/сут/МПа, пьезопроводность – 2,7 см²/с, гидропроводность – 0,52 мкм²*м/сПз, скин-фактор положительный – 12,2, что говорит о загрязнённости призабойной зоны скважины.

Скважина ЭР-19 была исследована методом КВД с 12-го по 15-ое апреля 2021 г. в интервале 975,3-976,2; 978,3-982,5. В результате были определены следующие параметры: пластовое давление которое составило 9,8 МПа, проницаемость – 7,85 мкм², коэффициент продуктивности – 21 м³/сут/МПа, пьезопроводность – 5,95 см²/с, гидропроводность – 4,6 мкм²*м/сПз, скин-фактор положительный – 2,4, что говорит о загрязнённости призабойной зоны скважины.

Скважина 116 была исследована методом МУО на интервалах 975,3-976,5; 989,5-990,7; 992,5-994,3; 997,2-1000,0; с 31 октября по 3 ноября 2023 г. на четырех режимах. Дебит жидкости колеблется между 12-24 м³/сут. Также при исследовании определены следующие параметры: пластовое давление, которое составило 9,5 МПа, забойное давление – 8,7 МПа, коэффициент продуктивности – 22,1 м³/сут/МПа.

С 20 сентября по 25 сентября 2024 г. скважина была исследована повторно методом МУО на интервалах 975,3-976,5; 989,5-990,7; 992,5-994,3; 997,2-1000,0 на трех режимах. Дебит жидкости колеблется между 45,6-55,2 м³/сут. Также при исследовании определены следующие параметры: пластовое давление, которое составило 9,5 МПа, забойное давление – 6,3 МПа, коэффициент продуктивности – 15,2 м³/сут/МПа.

Следует отметить, что по скважине необходимо увеличить диапазон изменения депрессии для определения более корректного коэффициента продуктивности.

Скважина 120 была исследована методом МУО на интервалах 969,5-971,2; 975-977,7; 989,5-990,7 с 26 октября по 29 октября 2023 г. на четырех режимах. Дебит жидкости колеблется между 57,6-74,4 м³/сут. При исследовании определены следующие параметры: пластовое давление, которое составило 9,13 МПа, забойное давление – 7,23 МПа, коэффициент продуктивности – 33,6 м³/сут/МПа.

Скважина Э-5 была исследована методом МУО на интервалах 970,9-971,9; 974,0-975,5; 976,9-979,0; 987,6-989,4 с 17 октября по 21 октября 2023 г. на четырех режимах. Дебит жидкости колеблется между 31,2-38,4 м³/сут. Также при исследовании определены следующие параметры: пластовое давление, которое составило 8,4 МПа, забойное давление – 6,1 МПа, коэффициент продуктивности – 15,1 м³/сут/МПа.

Скважина Э-7 была исследована методом МУО на интервалах 1006,3-1007,2; 1024,7-1025,7; 1027,4-1029,1; 1031,7-1032,7 с 22 октября по 25 октября 2023 г. на четырех режимах. Дебит жидкости колеблется между 38,4-76,8 м³/сут. Также при исследовании определены

следующие параметры: пластовое давление, которое составило 9,8 МПа, забойное давление – 8,1 МПа, коэффициент продуктивности – 29,5 м³/сут/МПа.

Следует отметить, что по скважине необходимо увеличить диапазон изменения депрессии для определения более корректного коэффициента продуктивности.

Скважина Э-6 была исследована методом МУО на интервалах 994,5-995,9; 998,7-1000,9; с 18 сентября по 22 сентября 2024 г. на трех режимах. Дебит жидкости колеблется между 43,2-55,2 м³/сут. Также при исследовании определены следующие параметры: пластовое давление, которое составило 8,9 МПа, забойное давление – 8,4 МПа, коэффициент продуктивности – 101,0 м³/сут/МПа.

Скважина 36 была исследована методом МУО на интервалах 990,0-991,0; 993,0-994,0; с 28 июня по 3 июля 2024 г. на трех режимах. Дебит жидкости колеблется между 47,9-57,8 м³/сут. Также при исследовании определены следующие параметры: пластовое давление, которое составило 8,7 МПа, забойное давление – 8,0 МПа, коэффициент продуктивности – 70,8 м³/сут/МПа.

Скважина 102 была исследована методом МУО на интервалах 975,9-981,7; 989,8-991,1; 993,4-997,3; с 13 июня по 18 июня 2024 г. на трех режимах. Дебит жидкости колеблется между 50,4-100,8 м³/сут. Также при исследовании определены следующие параметры: пластовое давление, которое составило 9,0 МПа, забойное давление – 7,2 МПа, коэффициент продуктивности – 39,3 м³/сут/МПа.

Скважина 112 была исследована методом МУО на интервалах 971,0-971,9; 975,9-978,0; 990,0-991,6; с 7 сентября по 13 сентября 2024 г. на трех режимах. Дебит жидкости колеблется между 91,2-96,0 м³/сут. Также при исследовании определены следующие параметры: пластовое давление, которое составило 9,1 МПа, забойное давление – 7,2 МПа, коэффициент продуктивности – 39,3 м³/сут/МПа.

Следует отметить, что на втором и третьем режимах работы насоса 220 и 240 об/мин., соответственно, дебит жидкости не изменяется, что говорит о нецелесообразности работы скважины на третьем режиме.

Скважина 123 была исследована методом МУО на интервалах 1021,2-1023,4; 1026,2-1026,8; 1028,2-1029,2;(горизонт Ю-VI) с 19 мая по 26 мая 2024 г. на трех режимах. Дебит жидкости колеблется между 1,0-6,0 м³/сут. Также при исследовании определены следующие параметры: пластовое давление, которое составило 9,6 МПа, забойное давление – 6,5 МПа, коэффициент продуктивности – 0,9 м³/сут/МПа.

С 22 октября по 28 октября 2024 г. скважина была исследована повторно на горизонте Ю-V методом МУО на интервалах 996,2-997,8; 999,0-1002,0; на трех режимах. Дебит

жидкости колеблется между 15,2-21,2 м³/сут. Также при исследовании определены следующие параметры: пластовое давление, которое составило 10,4 МПа, забойное давление – 9,3 МПа, коэффициент продуктивности – 15,8 м³/сут/МПа.

Скважина КМ-1 была исследована методом МУО на интервалах 995,8-996,8; 999,5-1003,0; с 28 мая по 1 июня 2024 г. на трех режимах. Дебит жидкости колеблется между 91,2-96,0 м³/сут. Также при исследовании определены следующие параметры: пластовое давление, которое составило 9,0 МПа, забойное давление – 8,5 МПа, коэффициент продуктивности – 55,7 м³/сут/МПа.

Скважина 131 была исследована методом КВД 13 июня 2024 г. Было определено только пластовое давление, которое составило 10,9 МПа.

По **III объекту (горизонты Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X)** исследования проводились методом восстановления давления (КВД) в 7 скважинах по определению всех параметров и 5 исследований КВД, где скважины были остановлены на сутки и при которых были получены только пластовые давления. Данные исследования можно считать условными. Исследования методом установившихся отборов (МУО) 6 исследований в 6 скважинах.

Скважина Э-16 была исследована с 29 января по 9 февраля 2019 г. в интервале 1103-1102,1; 1102,7-1103,5; 1108,1-1109,2, методом МУО и КВД. В результате исследования были определены следующие параметры: пластовое давление которое составило 11,31 МПа, проницаемость – 0,576 мкм², коэффициент продуктивности – 7 м³/сут/МПа, пьезопроводность – 0,03 см²/с, гидропроводность – 1,89 мкм²*м/сПз, призабойная зона скважины загрязнена, скин-фактор положительный – 4,8.

Скважина Э-2 была исследована методом КВД с 27 февраля по 10 марта 2019 г. в интервале 1135,6-1139,1, в результате были определены следующие параметры: пластовое давление которое составило 12,07 МПа, проницаемость – 2,04 мкм², коэффициент продуктивности – 70,3 м³/сут/МПа, пьезопроводность – 0,298 см²/с, гидропроводность – 2,867 мкм²*м/сПз, скин-фактор положительный – 6,4. Призабойная зона скважины загрязнена.

Скважина 102 была исследована методом КВД в промежутке между 11-16.03.2021 г. в интервале перфорации 1033,2-1034,2; 1036,9-1038; 1064,2-1066,2; 1106,6-1103м, в результате были определены следующие параметры: пластовое давление, которое составило 11 МПа, проницаемость - 2,3 мкм², коэффициент продуктивности – 35,5 м³/сут/МПа, пьезопроводность – 10 см³/с, гидропроводность – 2,09 мкм²*м/сПз, скин-фактор положительный – 8,5. ПЗС загрязнена.

В скважине 109 по результатам исследования методом КВД на интервале перфорации 1131-1134; 1136-1141 м в период с 22 по 26 апреля 2021 г. получены следующие параметры пласта: пластовое давление 11,7 МПа, проницаемость $1,74 \text{ мкм}^2$, коэффициент продуктивности – $110 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$, пьезопроводность – $6 \text{ см}^3/\text{с}$, гидропроводность – $1,16 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/\text{сПз}$, скин-фактор отрицательный – минус 3,61.

Скважина 116 была исследована методом КВД с 13 по 18 октября 2021 г. в интервале 1077,4-1081,4; 1084-1088,3; 1091-1100; 1128-1140,7, в результате были определены следующие параметры: пластовое давление которое составило 11,3 МПа, проницаемость – $0,4 \text{ мкм}^2$, коэффициент продуктивности – $53,7 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$, пьезопроводность – $20,9 \text{ см}^3/\text{с}$, гидропроводность – $1,8 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/\text{сПз}$, скин-фактор положительный – 8,6. ПЗС загрязнена.

Скважина 114 была исследована методом КВД с 19 по 23 октября 2021 г. в интервале 1096,2-1104,7; 1133,9-1135,1; 1136,6-1140, в результате были определены следующие параметры: пластовое давление которое составило 11,4 МПа, проницаемость – $1,5 \text{ мкм}^2$, коэффициент продуктивности – $88 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$, пьезопроводность – $78,3 \text{ см}^3/\text{с}$, гидропроводность – $2 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/\text{сПз}$, скин-фактор положительный – 12,6. Что свидетельствует о загрязнённости ПЗС.

Скважина 107 была исследована методом КВД с 1 по 4 ноября 2021 г. в интервалах 1134,3-1137,9; 1102,3-1105,7; 1096,9-1099,8 в результате были определены следующие параметры: пластовое давление которое составило 11,3 МПа, проницаемость – $1,8 \text{ мкм}^2$, коэффициент продуктивности – $87,5 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$, пьезопроводность – $94 \text{ см}^3/\text{с}$, гидропроводность – $6,1 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/\text{сПз}$, скин-фактор положительный – 9,5. ПЗС загрязнена.

Скважина 32 была исследована методом МУО на интервалах 974,5-975,5; 976,9-978,3; 993,2-994,9; с 10 сентября по 17 сентября 2024 г. на трех режимах. Дебит жидкости колеблется между $21,6\text{-}27,6 \text{ м}^3/\text{сут}$. Также при исследовании определены следующие параметры: пластовое давление, которое составило 8,3 МПа, забойное давление – 3,7 МПа, коэффициент продуктивности – $1,56 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$.

Скважина 108 была исследована методом МУО на 1138,2-1140,2 с 14 сентября по 18 сентября 2024 г. на трех режимах. Дебит жидкости колеблется между $21,6\text{-}26,9 \text{ м}^3/\text{сут}$. Также при исследовании определены следующие параметры: пластовое давление, которое составило 12,7 МПа, забойное давление – 9,4 МПа, коэффициент продуктивности – $7,69 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$.

Скважина 110 была исследована методом МУО на 1135-1135,8; 1136,7-1139,2 с 26 июня по 1 июля 2024 г. на трех режимах. Дебит жидкости колеблется между $19,4\text{-}28,7 \text{ м}^3/\text{сут}$. Также при исследовании определены следующие параметры: пластовое давление, которое

составило 8,8 МПа, забойное давление – 7,6 МПа, коэффициент продуктивности – 18,9 м³/сут/МПа.

Следует отметить, что исследование выполнено некорректно. Наблюдается при увеличении депрессии уменьшение продуктивности скважины. Необходимо также увеличить диапазон изменения депрессии исследования и провести повторно.

Скважина 118 была исследована методом МУО на 1092,5-1096,5; 1128,6-1130м; 1130,8-1133,6 с 28 сентября по 5 октября 2024 г. на трех режимах. Дебит жидкости колеблется между 14,4-19,2 м³/сут. Также при исследовании определены следующие параметры: пластовое давление, которое составило 10,4 МПа, забойное давление – 5,8 МПа, коэффициент продуктивности – 3,64 м³/сут/МПа.

Следует отметить, что по скважине необходимо выбрать более широкий диапазон исследования для определения более корректного коэффициента продуктивности.

Скважина Э-9 была исследована методом МУО на 1107-1108,2; 1109,1-1110,8; 1130,8-1133,6; с 19 июня по 24 июня 2024 г. на трех режимах. Дебит жидкости колеблется между 14,3-15,8 м³/сут. Также при исследовании определены следующие параметры: пластовое давление, которое составило 10,2 МПа, забойное давление – 5,6 МПа, коэффициент продуктивности – 3,3 м³/сут/МПа.

Следует отметить, что индикаторная диаграмма вызывает сомнения. На первом режиме при депрессии 4,4 МПа дебит жидкости составляет 15,7 м³/сут, при депрессии 4,6 МПа – 14,3 м³/сут, при депрессии 4,9 МПа – 15,8 м³/сут, что противоречит линейному характеру индикаторной диаграммы. По скважине необходимо выбрать более широкий диапазон изменения депрессии для определения более корректного коэффициента продуктивности.

Как видно из таблицы 3.1.1 удельные коэффициенты продуктивности имеют большой диапазон изменений значений по II объекту от 0,2 м³/сут/МПа до 28 м³/сут/МПа, по III объекту от 0,2 м³/сут/МПа до 20,1 м³/сут/МПа, что говорит о высокой зональной неоднородности коллекторов.

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, их текущих дебитов, обводнённости и приёмистости скважин

По состоянию на 01.04.2025 г. на месторождении всего пробурена 71 скважина, в том числе добывающий фонд составил – 50 ед., из них: 41 – действующих добывающих, 9 – в бездействии, 1 – в консервации, 8 ликвидированных, 1 нагнетательная действующая, 1 нагнетательная бездействующая, 6 оценочных скважин, 1 поисковая, 2 наблюдательные и 1 нагнетательная (полигон). Эксплуатация добывающих скважин осуществляется фонтанным и механизированным (ВШНУ) способами. Причиной бездействия скважин является высокая обводненность.

За период 2020-01.04.2025 было пробурено 31 скважина (ЭР-19, ЭР-17, 101, 102, 103, 104, 112, 105, 106, 107, 109, 110, 114, ЭР-20, 111, 115, 116, 118, 117, 119, 120, 122, 123, 124, 121, 125, 129, 130, 132, 133, 134), из них 3 скважины (117, 119, 124) ликвидированы по геологическим причинам. В том числе в 2020 г. было пробурено 10 скважин (ЭР-19, ЭР-17, 103, 105, 106, 107, 109, 110, 114, ЭР-20), из них 7 скважин (103, 105, 106, 107, ЭР-17, ЭР-19, ЭР-20) введены в эксплуатацию с начальными дебитами от 5,2 т/сут (скв ЭР-17) до 29,9 т/сут (скв 107), в среднем 18,4 т/сут. В 2021 г. было пробурено 9 скважин (101, 102, 104, 111, 115, 116, 118, 117, 119), из них лишь 3 скважины (101, 102, 104) введены в эксплуатацию с дебитами от 6,5 т/сут (скв. 104) до 13,9 т/сут (скв. 101), в среднем 10,6 т/сут. В 2022 г. была пробурена скважина 112 и была введена с дебитом нефти 7,9 т/сут. В 2023 г. в эксплуатацию были введены 9 скважин (108, 109, 110, 111, 114, 116, 118, 120, 122). В 2024 г. пробурены скважины 123, 125, 129, 130, 132, 133, 134. В 2025 году введена из бурения в эксплуатацию скважина 121.

Согласно АР 2024 г. было предусмотрено бурение 4 добывающих скважин, все скважины были пробурены.

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.04.2025 г. приведена в таблице 3.2.1.

1 объект (Ю-I и Ю-II горизонты)

Скважина 34 была переведена с нижележащего горизонта на I объект разработки и введена в эксплуатацию в марте 2017 года со средним дебитом нефти 3,7 т/сут.

В январе 2024 г. скважина переведена в ППД (ОПИ) на I объект с приёмистостью 25,81 м³/сут. С марта 2024 года скважина находится в бездействии. Проследить

эффективность от ОПИ не представляется возможным, в связи водонапорным режимом работы залежей.

Скважина 18 введена в эксплуатацию на Ю-П в марте 2017 г. со средним дебитом 13 т/сут.

За период 2019-2023 гг. скважина работала со средним дебитом 12,8 т/сут. За 2019-2020 гг. скважина эксплуатировалась со средним дебитом 6,9 т/сут, скважина периодически закрывалась на ремонтные работы. В последующие года средний дебит нефти увеличивался (в 2021-2022 г. – 14,6 т/сут, 2023 г. – 19,6 т/сут). В период март-апрель 2021 г. скважина закрывалась на ГИС и ПРС (в марте 7 дней простоя, апрель – 17 дней). В сентябре 2022 г. скважина временно простаивала (отработанное время – 8 дней) в связи с затовариванием нефти. В 2023 г. скважина работала со средним дебитом 19,6 т/сут и обводненностью 57,4 %.

На 01.04.2025 г. скважина 18 остановлена в связи с окончанием утвержденных извлекаемых запасов на I объекте, которые были увеличены в рамках ПЗ 2025 г. После утверждения настоящего отчета добыча будет возобновлена.

Таблица 3.2.1 – Месторождение Каратурун Морской. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.04.2025 г.

| Наименование | Характеристика фонда | Кол-во скважин | I объект (Ю-I, Ю-II) | II объект (Ю-IV, Ю-V) | III объект (Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX и Ю-X) |
|--------------------------|----------------------|----------------|----------------------|--|--|
| Фонд добывающих скважин | Добывающие | 50 | 1 (18) | 30 (35, 36, 37, Э-7, Э-12, Э-13, Э-14, Э-15, Э-5, Э-8, Э-6, Э-10, Э-1, Э-4, ЭР-18, ЭР-19, КМ-1, 113, ЭР-17, 101, 102, 103, 104, 112, 116, 120, 122, 123, 125, 129) | 19 (32, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 114, 115, 118, 121, 130, 134 Э-11, Э-2, Э-9, ЭР-16, ЭР-20) |
| | в т.ч. действующие, | 41 | 0 | 22 (35, Э-7, Э-5, Э-13, Э-6, Э-1, ЭР-18, ЭР-19, КМ-1, 113, ЭР-17, 101, 102, 103, 104, 112, 116, 120, 122, 123, 125, 129) | 19 (32, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 114, 115, 118, 121, 130, 134, Э-11, Э-2, Э-9, ЭР-16, ЭР-20) |
| | из них: ВШНУ | 39 | 0 | 21 (35, Э-7, Э-5, Э-13, Э-6, Э-1, ЭР-18, ЭР-19, КМ-1, 113, ЭР-17, 101, 102, 103, 104, 112, 116, 120, 122, 123, 129) | 18 (32, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 114, 115, 118, 130, Э-11, Э-2, Э-9, ЭР-16, ЭР-20) |
| | в фонт.режиме | 2 | | 1 (125) | 1 (130) |
| | бездействующие | 9 | 1 (18) | 8 (36, 37, Э-4, Э-8, Э-10, Э-12, Э-14, Э-15) | |
| Нагнетательные | действующие | 1 | | | 1 (33) |
| | бездействующие | 1 | 1 (34) | | |
| Оценочные | | 6 | 1 (133) | 5 (126; 127; 128; 131; 132) | |
| Поисковая | | 1 | | 1 (КМ-10) | |
| Нагнетательная (полигон) | | 1 | | 1 (Э-3) | |
| Наблюдательная | | 2 | | 2 (Н-1, Р-2) | |
| В консервации | | 1 | | 1 (21) | |
| Ликвидированы | | 8 | | 8 (17; 22; 23; 30; 31; 117; 119, 124) | |
| Всего | | 71 | | | |

II объект (Ю-IV и Ю-V горизонты)



Скважина 35 была пробурена и введена в эксплуатацию в мае 2013 г.

В 2020 г. скважина вела добычу на горизонте Ю-V и работала без остановки со средним дебитом нефти и жидкости 11,1 т/сут и 43,6 т/сут.

С января по март месяца 2021 г. скважина в ожидании КРС находилась в бездействии. После проведения ремонтных работ (КРС-ПРС) с апреля 2021 г. скважина ведет добычу на горизонте Ю-IV и Ю-V. В 2023 г. скважина работала со средним дебитом нефти 19,6 т/сут и обводненностью 68,3 %. В 2024 г. средний дебит нефти составил 8,4 т/сут, обводненность – 74 %.

На 01.04.2025 г. скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 5,4 т/сут и 26,1 т/сут, соответственно, обводненность – 79 %.

Скважина 36 после бурения была введена в эксплуатацию в марте 2011 г. на Ю-IV горизонт. Из-за снижения дебита нефти и увеличения обводненности, скважина прекратила фонтанирование.

В августе 2015 г., согласно ТС, скважину 36 перевели на 2 объект разработки газонефтяного горизонта Ю-II. При опробовании был получен приток газа.

В мае 2017 г. скважина была переведена со II объекта разработки на горизонт Ю-IV. С мая по декабрь 2017 г. скважина работала со средним дебитом по нефти 5 т/сут, обводненностью – 71 %.

В 2018 г. скважина работала без остановки со средним дебитом нефти и жидкости 3,3 т/сут и 17,3 т/сут, обводненность составило 81 %.

В 2019 г. два месяца (февраль-март) скважина по техническим причинам (ПРС) находилась в бездействии, также с апреля по октябрь работала периодически с остановкой.

В 2020 г. скважина работала периодически, находилась в бездействии по причине ожидания ОКРС, время работы за год составило 286 дней.

В период 2020-2023 гг. скважина работала со средним дебитом нефти 8,5 м³/сут и средней обводненностью 66 %.

В 2024 г. средний дебит нефти составил 8,0 т/сут, обводненность – 76 %.

В январе и феврале 2025 г. скважина работала со средним дебитом нефти 3,5 т/сут и обводненностью 89 %. В марте 2025 г. скважина остановлена вследствие высокой обводненности.

Скважина 37 была пробурена в июле 2013 г., в испытании находилась с августа по октябрь 2013 г. В эксплуатацию введена в ноябре 2013 г. с дебитом по нефти 62 т/сут, обводненностью 47 %.



В 2020 г. январь-май скважина работала периодически с остановкой по причине ПРС. В сентябре месяца наблюдается низкий дебит нефти до 1,9 т/сут. В октябре, ноябре и декабре скважина простаивала (5-7-7 дней) в связи с восстановлением пластового давления.

В 2021 г. скважина два месяца (январь-февраль) находилась в бездействии по причине обводненности (ОКРС). В марте провели ремонтные работы (КРС) и средний дебит нефти составил 6,2 т/сут.

В 2022-2023 гг. скважина работала со средним дебитом 7,3 т/сут и обводненностью 58 %.

С января по апрель 2024 г. скважина не работала по причине ОПРС и КРС. После ремонта средний дебит нефти в 2024 г. составил 5,2 т/сут и обводненность составила 50%.

В январе и феврале 2025 г. скважина работала со средним дебитом нефти 2,8 т/сут и обводненностью 69 %. С 1 марта 2025 г. скважина в бездействии.

Скважина Э-7 введена в эксплуатацию в декабре 2016 г. вскрытием продуктивных интервалов горизонта Ю-IV-V (интервалы перфорации 1006,7-1007,3; 1029,1-1027; 1031,5-1032,7 м), средний дебит нефти составил 11 т/сут.

В 2020 г. скважина работала без остановки со средним дебитом 26 т/сут.

В 2021 г. скважина периодически простаивала в марте (11 дней) и в апреле (23 дня) по причине ОКРС.

В сентябре 2022 г. скважина была приостановлена в связи с затовариванием нефти.

С 2022 по 2024 г. скважина работала со средним дебитом нефти 14 т/сут и обводненностью 71 %.

На дату анализа текущим дебитом по нефти составил 6,2 т/сут и обводненность 48 %.

Скважина Э-13 вступила в эксплуатацию в декабре 2016 г., вскрытием продуктивных интервалов горизонта Ю-V (интервалы перфорации 1024,8-1026,2 м), средний дебит нефти составил 5,2 т/сут.

За отчетный период скважина работала почти без остановок, за исключением простоев в январе 2020 г. (14 дней), в сентябре 2021 г. (14 дней) по причине ПРС (замена насоса). Средний дебит нефти за время работы составил 10 т/сут, обводненность 45%.

На 01.04.2025 г. скважина работала с текущим дебитом по нефти и жидкости 5,8 т/сут и 14,0 т/сут, соответственно, обводненностью 58,8 %.

Скважина Э-15 в декабре 2016 г. введена в эксплуатацию с дебитом нефти 18,7 т/сут, вскрытием продуктивных интервалов залежей Ю-V (интервал перфорации 1024,6-1024,7; 1029,1-1029,2 м).

За анализируемый период скважина находилась в простое в мае и декабре 2020 г., а также в сентябре 2021 г. по техническим причинам (ПРС).

До декабря 2021 г. скважина работала со средним дебитом нефти 24,5 т/сут и обводненностью 58 %. В декабре 2021 г. произведен дострел на пласт Ю-IV. Дебит нефти в 2022-2023 гг. составил 8,1 т/сут. Обводненность увеличилась с 69 % в 2022 г. до 86 % в 2023 г.

В январе 2024 г. скважина закрылась на КРС. Пласт Ю-IV был изолирован. В октябре 2024 г. скважина была запущена, но в январе 2025 снова закрыта из-за высокой обводненности. Дебит нефти на январь 2025 г. составил 1,5 т/сут, обводненность 90 %.

На 01.04.2025 г. скважина находится в бездействии.

Скважина Э-5 после бурения введена эксплуатацию в марте 2017 г., вскрытием продуктивных интервалов залежей Ю-IV-V (интервалы перфорации 977,8-988,5 м).

В 2020 г. скважина периодически находилась в простое, в связи с техническими причинами (КРС, ПРС). Средний дебит нефти и жидкости составил 12 т/сут и 43 т/сут.

В 2021 г. скважина периодически простаивала в марте-мае месяца с ремонтными работами по замене насоса (ПРС).

В июне-июле 2022 г. в скважине провели ремонтные работы (КРС).

С августа 2022 г. по декабрь 2023 г. скважина работала без остановок. Средний дебит нефти в этот период составил 10,2 т/сут, жидкости – 34,6 т/сут, обводненность в среднем составила 71 %.

С января по ноябрь 2024 г. скважина находилась в бездействии по причине РИР. В ноябре 2024 г. скважина запущена с дебитом 8,8 т/сут и обводненностью 84 %.

На 01.04.2025 г. скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 3,3 т/сут и 26,4 т/сут, соответственно, обводненность – 88 %.

Скважина Э-12 после бурения вступила в эксплуатацию в июле 2017 г., с дебитом по нефти составил 4,5 т/сут, вскрыла продуктивные интервалы залежей Ю-IV-V (интервалы перфорации 979,9-988,6 м).

В 2020 г. с января по сентябрь скважина работала стабильно со средним дебитом нефти 9,6 т/сут, остальное время периодически простаивала в связи с ремонтными работами (ПРС).

В январе-феврале 2021 г. скважина находилась в бездействии, в связи с переводом на газлифтный способ эксплуатации. В июне-июле месяца в скважине провели ПРС.

В 2022-2023 гг. скважина периодически закрывалась на ремонт (ПРС, ОКРС).

В июне 2023 г. скважина работала с дебитом нефти 1,3 т/сут и дебитом жидкости 5,7 т/сут. Обводненность составила 77,2%.

В июле 2023 скважина переведена в бездействующий фонд.

В октябре 2024 г. скважина была запущена с дебитом 1,5 т/сут и обводненностью 64%. В январе 2025 обводненность повысилась до 98%, дебит нефти снизился до 0,2 т/сут, вследствие чего скважина была остановлена.

На 01.04.2025 г. скважина находится в бездействующем фонде.

Скважина Э-8 после бурения введена в разработку в августе 2017 г., вскрыла продуктивный интервал залежа Ю-V (интервал перфорации 998,4 м). Средний дебит по нефти 19,3 т/сут, обводненностью – 43,4 %.

За весь анализируемый период скважина практически не работала, за исключением в январе 2020 г. где отработанное время оставило 21 дней.

На дату анализа скважина находилась в бездействующем фонде, по причине высокой обводненности.

Скважина Э-9 после бурения введена в разработку в сентябре 2017 г., вскрытием продуктивных интервалов залежей Ю-IV-V (интервал перфорации 977,8-978,2; 997,4 м). До конца года скважина работала со средним дебитом по нефти 3,5 т/сут, обводненностью – 25 %.

В 2020 г. скважина в марте-апреле проработала 24 дней (КРС), в мае была в бездействии.

В июне 2020 г. скважина переведена на III объект разработки.

Скважина Э-6 введена в эксплуатацию в декабре 2017 г. вскрытием продуктивных интервалов залежей Ю-V (интервал перфорации 995-998,8; 1002,2 м).

В 2020 г. в январе скважина простояла 7 дней и в декабре 13 дней по замене насоса (ПРС), средний дебит нефти составил 29,6 т/сут.

В мае 2022 г. скважина была в простое в связи с ремонтными работами (КРС).

За 2023-2024 гг. средний дебит по нефти составил 12,2 т/сут, обводненность – 72 %.

В феврале-марте 2025 г. скважина останавливалась для смены насоса.

На дату анализа скважина находится в действующем фонде, средний дебит нефти и жидкости составил 11,0 т/сут и 51,3 т/сут, соответственно, обводненность – 78 %.

Скважина Э-14 вступила в эксплуатацию в январе 2017 г. с дебитом нефти 51,3 т/сут (интервал перфорации 1026,7-1026,6 м).

За анализируемый период скважина не работала.

На дату анализа скважина находится в бездействии по техническим причинам.



Скважина Э-10 после испытания на горизонте Ю-VIII, была переведена на горизонты Ю-IV+V и введена в эксплуатацию в сентябре 2019 г. со средним дебитом нефти 11,6 т/сут и обводненностью 39%.

За время эксплуатации с 2019 г. по 2025 г. скважина работала стабильно. Скважина приостанавливалась лишь в ноябре 2021 г. в связи с ПРС и в сентябре 2022 г. из-за затоваривания нефти. Средний дебит нефти в этот период снизился с 21,3 т/сут в 2019-2020 г. до 7,1 т/сут в 2024-2025 г. Обводненность повысилась 56 % до 78%. В декабре 2024 г. обводненность скважины составляла уже 87%, а дебит нефти упал до 3 т/сут.

В январе 2025 г. скважина отработала 11 дней со средним дебитом 1,3 т/сут и обводненностью 91%, после чего была остановлена в связи с высокой обводненностью.

На 01.04.2025 г. скважина находится в бездействующем фонде.

Скважина Э-1 после бурения введена в эксплуатацию в ноябре 2018 г. с начальным дебитом нефти 19,4 м³/сут, вскрытием продуктивных интервалов залежей Ю-IV-V интервал перфорации (977,1-978,2; 995,5-996,6; 999,7-1001,7 м).

За анализируемый период скважина работала стабильно.

На дату анализа средний дебит нефти и жидкости составил 22,5 т/сут и 84,6 т/сут, обводненность – 73 %.

Скважина Э-4 в декабре 2018 г. после перфорирования интервалов горизонта Ю-IV и Ю-V, вступила в эксплуатацию со средним дебитом нефти 22 т/сут.

В 2020 г. скважина три месяца (июль-сентябрь) находилась в бездействии по техническим причинам (КРС), остальные месяцы работала со средним дебитом 11,4 т/сут.

В 2023 г. скважина работала стабильно со средним дебитом по нефти 6,7 т/сут, по жидкости 22,7 т/сут.

В январе 2024 г. скважина закрывалась на ремонтные работы (КРС, ПРС).

В апреле 2024 г. скважина запустилась с дебитом нефти 10,4 т/сут и обводненностью – 64 %. В августе 2024 г. остановлена в связи с высокой обводненностью.

На 01.04.2025 г. скважина находится в бездействующем фонде.

Скважина КМ-1 пробурена в июле 2019 г., введена в эксплуатацию со среднесуточным дебитом нефти 32 т/сут.

В 2020 г. скважина с января по август месяца работала стабильно, средний дебит по нефти составил 24 т/сут. В сентябре была в простое 11 дней в связи с ремонтными работами (ПРС). В декабре месяца скважина переведена на винтовой способ эксплуатации.

В 2021-2023 г. скважина работала непрерывно.

На дату анализа скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 4,2 т/сут и 27,7 т/сут, обводненность – 85 %.

Скважина ЭР-18 в августе 2020 г. была переведена с III объекта разработки. Добыча нефти на скважине осуществлялась фонтанным способом.

За 5 месяцев 2020 г. скважина работала со средним дебитом нефти 28,5 т/сут.

В 2021 г. в январе-феврале месяца скважина была в простое 10 и 8 дней по техническим причинам (ПРС), остальное время работала без остановок.

В январе 2023 г. скважина переведена на механизированный способ добычи (ВШНУ).

На дату анализа скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 26,3 т/сут и 116,1 т/сут, обводненность – 77,3 %.

Скважина ЭР-19 после бурения введена в эксплуатацию в августе 2020 г. За 5 месяцев 2020 г. скважина работала без остановок со средним дебитом 23,4 т/сут.

В мае 2021 г. скважина простояла 9 дней (ПРС). В июне после вскрытия продуктивных интервалов залежи Ю-V (интервалы перфорации 975-976,2; 978,3-982,5), скважина эксплуатируется совместно на двух горизонтах (Ю-IV+ Ю-V).

На дату анализа скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 22,2 т/сут и 86,9 т/сут, обводненность – 74 %.

Скважина ЭР-17 после бурения в октябре 2020 г. введена в эксплуатацию.

В январе-феврале 2021 г. скважина простояла 16 дней и 4 дня в связи ремонтными работами по установке винтового насоса.

На дату анализа скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 24,7 т/сут и 67,6 т/сут, обводненность – 63 %.

Скважина 101 после бурения в апреле 2021 г. была введена в эксплуатацию.

В феврале-марте 2022 г. скважина простаивала в связи с проведением ремонтных работ (КРС). Также в связи с КРС скважина периодически останавливалась в июле-сентябре 2022 г.

В 2023 г. средний дебит нефти составил 6,4 т/сут, жидкости – 15,67 т/сут.

С марта по декабрь 2024 г. скважина находилась в бездействующем фонде по причине РИР.

В январе 2025 г. скважина снова введена в эксплуатацию.

На 01.04.2025 г. скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 3,9 т/сут и 14,0 т/сут, обводненность – 72 %.

Скважина 102 была переведена с III объекта разработки, и введена в эксплуатацию в июне 2021 г., способ добычи фонтанный.



В октябре 2022 г. скважина переведена на механизированную добычу нефти (ВШНУ).

На дату анализа скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 5,8 т/сут и 26,0 т/сут, обводненность – 78 %.

Скважина 103 после бурения в декабре 2020 г. была введена в эксплуатацию, способ добычи фонтанный.

В марте и в апреле месяца 2021 г. скважина была остановлена для выполнения ГИС.

В январе 2022 г. скважина переведена на механизированную добычу нефти (ВШНУ).

На дату анализа скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 27,8 т/сут и 85,2 т/сут, обводненность – 67 %.

Скважина 112 после бурения введена в эксплуатацию в марте 2022 г. с дебитом нефти 7,9 т/сут. Способ добычи фонтанный. В апреле 2022 г. скважина была закрыта на 3 дня для проведения гидродинамических исследований (КВД) (см. раздел 3.1). В июне в скважине провели ПРС. В сентябрь 2022 г. скважина была закрыта в связи с затовариванием нефти (отработанное время – 17 дней). За период март-декабрь 2022 г. скважина работала со средним дебитом 11,7 т/сут и обводностью 43%.

В 2023-2024 гг. скважина работала со средним дебитом нефти 31,66 т/сут. Средняя обводненность составила 51 %.

На 01.04.2025 г. дебит нефти и жидкости составил 23,1 т/сут и 90,2 т/сут, соответственно, обводненность – 74 %.

Скважина 113 введена в эксплуатацию на III объекте разработки в декабре 2019 г. В феврале 2022 г. скважина переведена на II объект разработки. За период февраль-ноябрь 2022 г. скважина эксплуатировалась со средним дебитом 4,8 т/сут и обводненностью 69 %. С января по март 2023 г. скважина была закрыта на КРС.

В 2023-2024 гг. скважина работала со средним дебитом нефти 5,4 т/сут. Средняя обводненность составила 55 %.

На дату анализа скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 4,9 т/сут и 13,8 т/сут, обводненность – 64 %.

Скважина 116 после бурения в 2020 г. скважина находилась в освоении на III объекте. В результате освоения получен приток нефти со средним дебитом 11,56 т/сут. В июле 2023 г. переведена на II объект и введена в эксплуатацию с дебитом нефти 5,13 т/сут и обводненностью 29,3 %.

На дату составления отчета скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 12,6 т/сут и 41,2 т/сут, обводненность – 69 %.

Скважина 120 после бурения введена в эксплуатацию в октябре 2023 г. с дебитом нефти 15,1 т/сут и обводненностью 77,2 %.

В 2024 г. скважина работала со средним дебитом 9,6 т/сут и обводненностью 82%.

На дату анализа скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 11,2 т/сут и 57,2 т/сут, обводненность – 80 %.

Скважина 122 после бурения введена в эксплуатацию в июле 2023 г. с дебитом нефти 17,41 т/сут и обводненностью 67,3 %.

В 2024-2025 гг. скважина работала со средним дебитом 20,5 т/сут и обводненностью 75 %.

На дату анализа скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 19,0 т/сут и 87,9 т/сут, обводненность – 78 %.

Скважина 123 пробурена в 2024 г. и введена в эксплуатацию разработки в апреле 2024 г. с дебитом нефти и жидкости 7,6 т/сут и 9,8 т/сут, соответственно, при обводненности 22,1 %.

В марте 2025 г. наблюдается снижение дебита нефти до 3,4 т/сут и рост обводненности до 87,2 %.

Скважина 125 пробурена в 2024 г. и введена в эксплуатацию на III объект и проработала с октября 2024 г. по январь 2025 г. с дебитами нефти и жидкости от 55,3 т/сут до 68,7 т/сут и 64,2 т/сут до 88,5 т/сут, соответственно.

В феврале скважина была переведена под испытание на горизонт Ю-VI, где были получены дебиты нефти и жидкости, которые составили 2,6 т/сут и 32,0 т/сут, соответственно, при обводненности 92 %.

В марте скважина была переведена на II объект (горизонт Ю-V). На дату отчета дебиты нефти и жидкости составили 6,6 т/сут и 15,3 т/сут, соответственно, при обводненности 56,7 %.

Скважина 129 пробурена в 2024 г. и введена в эксплуатацию на III объект и проработала с августа 2024 г. по ноябрь 2024 г. с дебитами нефти и жидкости от 12,0 т/сут до 32,6 т/сут и 18,3 т/сут до 44,1 т/сут, соответственно.

В декабре скважина была переведена на II объект (горизонт Ю-V). На дату отчета дебиты нефти и жидкости составили 8,5 т/сут и 18,0 т/сут, соответственно, при обводненности 53,0 %.

III объект (VII, VIII, X, XI) горизонты

Скважина 33 была пробурена на II объект в сентябре 2008 года, введена в эксплуатацию в 2010 году фонтанным способом, в промышленную разработку – в 2013 году.

В 2015 г. скважина была остановлена и находилась в бездействии до 2023 г. В январе 2023 г. переведена со II объекта и введена в ОПИ с приемистостью 187,9 м³/сут. Проследить эффективность от ОПИ не представляется возможным, в связи водонапорным режимом работы залежей.

На дату отчета скважина находится в действующем фонде, текущая приемистость 186,4 м³/сут.

Скважина 32 в июле 2021 г. была переведена со II объекта.

За период август 2021 г. – декабрь 2022 г. скважина работала со средним дебитом нефти 9,1 т/сут. и обводненностью 65 %. В сентябре 2022 г. скважина временно простаивала (отработанное время – 5 дней) в связи с затовариванием нефти. В октябре того же года скважина была закрыта на КРС (на 24 дня).

В 2023-2025 гг. средний дебит нефти составил 6,2 т/сут, обводненность – 41 %.

На дату отчета текущий дебит нефти и жидкости составил 3,1 т/сут и 6,9 т/сут, обводненность – 54 %.

Скважина 104 после бурения в апреле 2021 г. была введена в эксплуатацию на II объекте.

В ноябре 2021 г. скважина перешла с фонтанного способа добычи на механизированный (ВШНУ). В сентябре 2022 г. скважина была закрыта в связи с затовариванием нефти (отработанное время – 19 дней).

В апреле 2024 г. скважина переведена на III объект.

На дату анализа скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 27,8 т/сут и 99,4 т/сут, обводненность – 72 %.

Скважина 105 после бурения вступила в эксплуатацию в сентябре 2020 г. В 2021 г. с февраля по июнь месяца скважина числилась в бездействующем фонде. В период март-май 2022 г. в скважине проводились ремонтные работы по смене насоса. В декабре 2022 г. скважина работала 4 дня, т.к. была закрыта на КРС. Скважина работала периодически с дебитом нефти 8 т/сут.

На 01.04.2025 г. текущий дебит нефти и жидкости составил 7,1 т/сут и 28,6 т/сут, обводненность – 75 %.

Скважина 106 после бурения введена в эксплуатацию в феврале 2020 г. Скважина числилась в бездействующем фонде с 01.05.2020 г. В июле 2021 г. скважина ввели в действующий фонд с дебитом нефти 6,2 т/сут. В период ноябрь-июль 2021 г. скважина периодически закрывалась на КРС. В декабрь 2021 г. – январь 2022 г. скважина числилась в

бездействующем фонде по причине отсутствия притока нефти и последующего КРС. В февраль-май 2022 г. скважина была закрыта по причине ПРС (переход с фонтанного на механизированный способ добычи).

За период июль 2021 г. – декабрь 2022 г. скважина работала периодически с дебитом нефти 7,3 т/сут и обводненностью 72 %.

За период 2023 г. средний дебит нефти скважины составил 8,3 т/сут., обводненность – 60 %.

С марта по октябрь 2024 г. скважина останавливалась по причине РИР.

В октябре 2024 г. скважина снова запущена с дебитом нефти 7,5 т/сут и обводненностью 71 %.

На 01.04.2025 г. текущий дебит нефти и жидкости составил 3,8 т/сут и 19,5 т/сут, обводненность – 80 %.

Скважина 107 была пробурена в апреле 2020 г. В мае 2021 г. были проведены ремонтные работы (КРС), в результате которых были вскрыты продуктивные интервалы залежи Ю-IX (интервал перфорации 1096,9-1099,8; 1102,3-1105,7 м). За период май 2021 г. – декабрь 2022 г. скважина работала стабильно со средним дебитом нефти 22 т/сут и обводненностью 56 %. В 2023 г. дебит нефти составил в среднем 13,8 т/сут., среднегодовая обводненность – 71 %. В 2024 г. скважина работала стабильно со средним дебитом нефти 13 т/сут и обводненностью 78 %.

На дату отчета скважина 107 находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 10,1 т/сут и 48,1 т/сут соответственно, обводненность – 79 %.

Скважина 108 пробурена в 2019 г. С декабря 2019 г. по февраль 2020 г. находилась в испытании на III объекте. В июле 2023 г. переведена на II объект и введена в эксплуатацию с дебитом нефти 9,8 т/сут. В марте 2024 г. скважина переведена на III объект.

На 01.04.2025 г. скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 7,5 т/сут и 24,8 т/сут, обводненность – 70 %.

Скважина 110 пробурена в 2020 г. С ноября 2020 г. по февраль 2021 г. находилась в освоении на III объекте. В результате освоения получен приток нефти со средним дебитом 48,4 т/сут. В июле 2023 г. переведена на II объект и введена в эксплуатацию с дебитом нефти 3,4 т/сут.

В октябре 2024 г. переведена на III объект.

На дату анализа скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 8,7 т/сут и 32,4 т/сут, обводненность – 73 %.

Скважина 111 пробурена в 2020 г. С ноября 2020 г. по февраль 2021 г. находилась в освоении на III объекте. В результате освоения получен приток нефти со средним дебитом 43,0 т/сут. В июле 2023 г. переведена на II объект и введена в эксплуатацию с дебитом нефти 4,42 т/сут и обводненностью 33 %.

В октябре 2024 г. переведена на III объект.

На дату отчета скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 25,2 т/сут и 58,0 т/сут, обводненность – 57 %.

Скважина 114 пробурена в 2020 г. С октября 2020 г. по январь 2021 г. находилась в освоении на III объекте. В результате освоения получен приток нефти со средним дебитом 24,9 т/сут. В июле 2023 г. переведена на II объект и введена в эксплуатацию с дебитом нефти 12,3 т/сут.

В октябре 2024 г. переведена на III объект.

На дату отчета скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 25,9 т/сут и 46,5 т/сут, обводненность – 44 %.

Скважина 118 июля по сентябрь 2021 г. находилась в освоении на III объекте. В результате освоения получен приток нефти со средним дебитом 27,91 т/сут. В июле 2023 г. переведена на II объект и введена в эксплуатацию с дебитом нефти 7,66 т/сут и обводненностью 55,6 %. В марте 2024 г. скважина переведена на III объект.

В 2024 г. скважина работала со средним дебитом нефти и жидкости 8,1 т/сут и 13,2 т/сут соответственно и обводненностью 39%.

За первые три месяца 2025 г. обводненность скважины поднялась незначительно до 45 %.

На 01.04.2025 г. текущий дебит нефти и жидкости составил 5,1 т/сут и 9,3 т/сут, обводненность – 45 %.

Скважина Э-9 в июне 2020 г. была переведена с II объекта разработки. Скважина работала до сентября месяца 2020 г. (18 дней), затем находилась в бездействующем фонде до июля месяца 2021 г.

В июле 2021 до декабря 2022 г. скважина работала со средним дебитом нефти – 11,6 т/сут и жидкости – 24,0 т/сут, обводненностью 52 %. В июле 2022 г. скважина проработала 12 дней, после была закрыта на ПРС до августа. В сентябре 2022 г. скважина приостанавливалась из-за затоваривания нефти. В ноябре 2022 г. скважина снова закрывалась на ПРС, проработав в этом месяце 19 дней.

С декабря 2022 г. по скважина работала почти без остановок, кроме января 2024 г. Средний дебит нефти в 2023 г. составил 10,8 т/сут, дебит жидкости – 19,1 т/сут,

обводненность – 42 %. В 2024 г. средний дебит нефти составил 7,6 т/сут, дебит жидкости – 17,2 т/сут, обводненность – 55 %.

На дату отчета скважина работала со средним дебитом нефти и жидкости 4,6 т/сут и 14,8 т/сут, обводненность – 68,7 %.

Скважина Э-11 после бурения в декабре 2018 г. вскрыла продуктивные интервалы залежей Ю-VIII (интервал перфорации 1061-1065; 1067-1068,4 м). За время испытаний (январь-март 2019 г.) средний дебит нефти и жидкости составил 22,2 т/сут и 82 т/сут. Затем после ожидания освоения скважина в июле 2021 г. вступила в эксплуатацию.

В мае и августе 2022 г. скважина закрывалась на ПРС. В сентябре 2022 г. скважина приостанавливалась из-за затоваривания нефти, проработав в этом месяце 20 дней. С октября 2022 г. скважина работала без остановок.

За период 2021-2025 г. дебит нефти варьировался в диапазоне от 7,4 т/сут до 16,7 т/сут (в среднем 12,3 т/сут), дебит жидкости – от 10,4 до 32,1 т/сут (в среднем 19,4 т/сут), обводненность – от 6,5 % до 58 % (в среднем 33 %).

На дату отчета скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 11,8 т/сут и 19,2 т/сут соответственно, обводненность – 38 %.

Скважина Э-2 после бурения в декабре 2018 г. вскрыла продуктивные интервалы залежей Ю-X (интервал перфорации 1135-1139; 1233,6-1236; 1237-1238,2; 1251,2-1252; 1292,2-1294,4; 1309,3-1310,6 м). За время опробования и испытания (январь-апрель 2019 г.) средний дебит нефти и жидкости составил 67,4 т/сут и 107,7 т/сут. Затем после ожидания освоения скважина в июле 2021 г. вступила в эксплуатацию.

За период 2021-2025 г. дебит нефти варьировался в диапазоне от 3,2 т/сут до 17,4 т/сут (в среднем 10,2 т/сут), дебит жидкости – от 13,8 до 50,9 т/сут (в среднем 31,3 т/сут), обводненность – от 53 % до 79 % (в среднем 67 %).

На дату отчета скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 9,2 т/сут и 36,6 т/сут, обводненность – 75 %.

Скважина ЭР-16 после бурения в декабре 2018 г. вскрыла продуктивные интервалы залежей Ю-IX (интервал перфорации 1100-1102; 1102-1103; 1108-1109 м). За период испытаний (январь-апрель 2019 г.) средний дебит нефти и жидкости составил 34,4 т/сут и 50 т/сут. После ожидания освоения скважина в июле 2021 г. вступила в эксплуатацию.

За период 2021-2025 г. дебит нефти варьировался в диапазоне от 3,2 т/сут до 17,4 т/сут (в среднем 10,2 т/сут), дебит жидкости – от 13,8 до 50,9 т/сут (в среднем 31,3 т/сут), обводненность – от 53 % до 79 % (в среднем 67 %).



На дату отчета скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 16,9 т/сут и 25,7 т/сут, обводненность – 34,3 %.

Скважина ЭР-20 после бурения вступила в эксплуатацию в марте 2020 г., способ добычи фонтанный.

Скважина с марта по апрель месяца 2020 г. работала средним дебитом нефти 19,2 т/сут. В мае месяце скважина работала 3 дня, и затем по техническим причинам (КРС) была остановлена. В июле месяце вскрыли продуктивные интервалы залежи Ю-IX, где скважина вела добычу до ноября со средним дебитом нефти 23,1 т/сут. С ноября 2020 г. по июнь 2021 г. скважина находилась в бездействующем фонде. В июле 2021 г. скважина запустилась с дебитом нефти 12,9 т/сут.

В июле и августе 2022 г. скважина закрывалась на ПРС, также скважина приостанавливалась в сентябре 2022 г. из-за затоваривания нефти. В 2022 г. скважина работала со средним дебитом нефти 10,3 т/сут, дебитом жидкости 25,4 т/сут, средней обводненностью 58 %.

За период 2023-2025 г. скважина останавливалась на ПРС в марте 2024 г. Остальное время работала без остановок. Дебит нефти в этот период варьировался в диапазоне от 2,2 т/сут до 14,8 т/сут (в среднем 7,9 т/сут), дебит жидкости – от 7,4 до 31,6 т/сут (в среднем 18,8 т/сут), обводненность – от 35 % до 85 % (в среднем 56 %).

На дату отчета скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 7,1 т/сут и 22,7 т/сут, обводненность – 69 %.

Скважина 109 после бурения с мая по июль 2020 г. находилась в испытании на III объекте. В июле 2023 г. переведена на II объект и введена в эксплуатацию с дебитом нефти и жидкости 3,4 т/сут и 4,5 т/сут, соответственно.

В октябре 2024 г. скважина была переведена на III объект и проработала до конца года со средними дебитами нефти и жидкости 24,4 т/сут и 43,9 т/сут, соответственно, при обводненности 44,4 %.

На дату анализа скважина находится в действующем фонде, текущий дебит нефти и жидкости составил 25,6 т/сут и 68,4 т/сут, обводненность – 63 %.

Скважина 115 пробурена в 2021 г. и введена в эксплуатацию в мае 2024 г. с дебитом нефти и жидкости 30,1 т/сут и 34,2 т/сут, соответственно, при обводненности 11,8 %.

В марте 2025 г. наблюдается снижение дебита нефти до 3,4 т/сут и рост обводненности до 88,9 %.

Скважина 121 пробурена в 2025 г. и введена в эксплуатацию в марте 2025 г. с дебитом нефти и жидкости 58,0 т/сут и 74,6 т/сут, соответственно, при обводненности 22,0 %.

Скважина 130 пробурена в 2024 г. и введена в эксплуатацию в ноябре 2025 г. с дебитом нефти и жидкости 34,9 т/сут и 50,4 т/сут, соответственно, при обводненности 30,7 %.

В марте 2025 г. дебит нефти и жидкости снизился до 17 т/сут и 28,2 т/сут, соответственно. Обводненность выросла до 39,8 %.

В таблице 3.2.2 представлено распределение скважин по дебитам нефти и обводненности на дату 01.04.2025 г.

Как видно из таблицы 3.2.2, по состоянию на 01.04.2025 г. большая часть фонда (46 %) эксплуатируется со средним дебитом до 10 т/сут и обводненностью в диапазоне 40-80 %. Максимальный средний дебит нефти и минимальная обводненность наблюдается в скважине 121 – 58,0 т/сут и 22%, соответственно. Минимальный средний дебит нефти наблюдается в скважине 123 – 2,9 т/сут (обводненность – 87,2%), максимальная обводненность в скважине 115 – 89% (дебит нефти – 3,4 т/сут).

Следует отметить, что основной причиной снижения дебита нефти скважин является высокая обводненность скважин. Необходимо проводить исследования по определению профиля притока и по результатам проводить РИР.

Таблица 3.2.2 – Месторождение Каратурун Морской. Распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти и обводненности на 01.04.2025 г.

| Объект разработки | Обводнённость, % | Распределение скважин по диапазону изменения дебита, т/сут | | | | Средне-суточный дебит по нефти, т/сут | Средняя обводненность скважин, % | Всего |
|--------------------------------|-------------------------|--|------------------------|--|-----------|---------------------------------------|----------------------------------|-----------|
| | | <10 | 10-20 | 20-30 | > 30 | | | |
| II объект | <60 | 2 (Э-7, Э-13) | 2 (125, 129) | - | - | 33 | 21 | 4 |
| | 60-70 | 1 (113) | 1 (116) | 2 (103, ЭР-17) | - | 17,6 | 39 | 4 |
| | 70-80 | 3 (35, 101, 102) | 2 (112, Э-6) | 5 (104, 112, Э-1, ЭР-18, ЭР-19) | - | 15,9 | 64 | 10 |
| | >80 | 3 (123, Э-5, КМ-1) | 1 (120) | - | - | 13,0 | 75 | 4 |
| | всего по объекту | 9 | 6 | 7 | - | 13,4 | 71,7 | 22 |
| III объект | < 40 | - | 2 (130, Э-11) | 1 (134) | 1 (121) | 7,0 | 21 | 4 |
| | 40-60 | 2 (32, 118) | 1 (ЭР-16) | 2 (111, 114) | - | 12,2 | 44 | 5 |
| | 60-80 | 6 (105, 108, 110, Э-2, Э-9, ЭР-20) | 1 (107) | 1 (109) | - | - | - | 8 |
| | >80 | 2 (106, 115) | | | | 13,6 | 65 | 2 |
| | всего по объекту | 10 | 4 | 4 | 1 | 14,4 | 59,8 | 19 |
| В целом по месторождению | <40 | | 2 (130, Э-11) | 1 (134) | 1 (121) | 15,7 | 21 | 4 |
| | 40-60 | 4 (32, 118, Э-7, Э-13) | 3 (125, 129, ЭР-16) | 2 (111, 114) | - | 14,2 | 40 | 9 |
| | 60-80 | 10 (35, 113, 102, 101, 108, 105, 110, Э-2, Э-9, ЭР-20) | 4 (107, 116, 122, Э-6) | 8 (103, 104, 109, 112, Э-1, ЭР-17, ЭР-18, ЭР-19) | - | 15,5 | 63 | 22 |
| | >80 | 5 (106, 115, 123, Э-5, КМ-1) | 1 (120) | - | - | 13,0 | 75 | 6 |
| | всего | 19 | 10 | 11 | 1 | 13,9 | 66,2 | 41 |
| % действ. фонда скважин | | 46% | 24% | 27% | 2% | | | |

3.2.2 Динамика технологических показателей разработки

Динамика основных технологических показателей разработки по объектам разработки, а также в целом по месторождению Каратурун Морской за анализируемый период (2019-01.05.2024 гг.) представлены в таблицах 3.2.3-3.2.6 и на рисунках 3.2.1-3.2.4.

1 объект (горизонты Ю-I и Ю-II)

Динамика основных технологических показателей разработки по I объекту месторождения Каратурун Морской за период 2019-01.05.2024 гг. представлена на рисунке 3.2.1 и в таблице 3.2.3.

Как видно на рисунке 3.2.1 и в таблице 3.2.3, в период 2019-2023 гг. добыча нефти увеличилась с 1,4 тыс.т до 7,0 тыс.т, среднесуточный дебит нефти с 6,3 до 19,6 т/сут, при этом фонд скважин не менялся (добывающих фонд – 2 ед., из них действующих – 1 ед.) Причиной увеличения добычи нефти являются ремонтные работы проведенные в апреле 2021 г. в скважине 18.

В 2024 г. наблюдается снижение добычи нефти до 3,3 тыс.т, что связано со снижением дебита нефти до 13,3 т/сут, а также со снижением коэффициента эксплуатации до 0,7 д.ед.

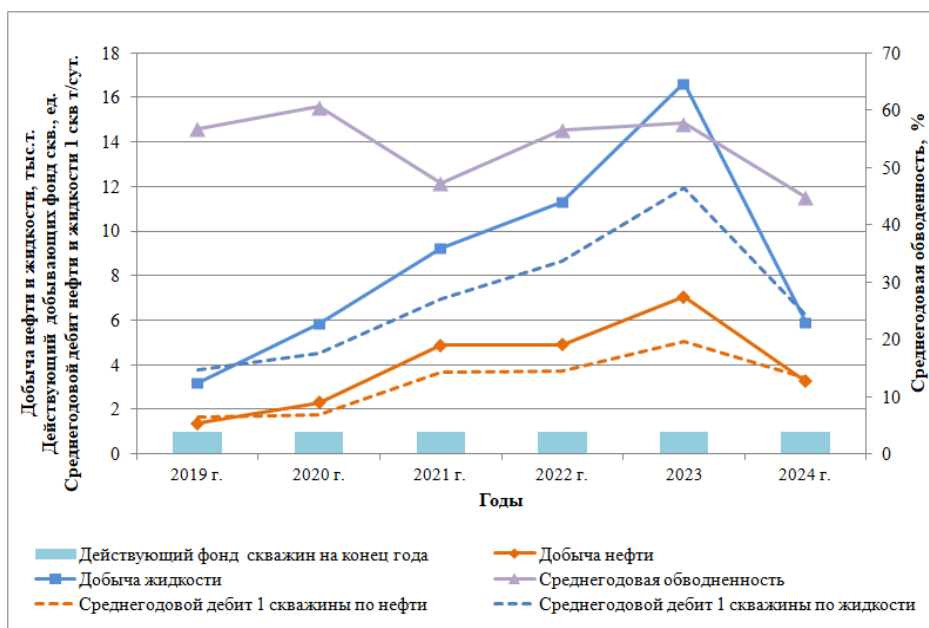


Рисунок 3.2.1 – Месторождение Каратурун Морской. I объект разработки (горизонты Ю-I и Ю-II). Динамика основных показателей разработки за период 2019-01.05.2024 гг.

За рассматриваемый период 2019-2024 гг. наблюдается рост добычи жидкости с 2,4 тыс.т в 2019 г. до 16,6 тыс.т в 2023 г., за исключением 2024 г., в котором наблюдается снижение добычи жидкости до 5,9 тыс.т, что связано с коэффициентом эксплуатации (0,7 д.ед.).

В 2019-2020 гг. обводненность оставалась на уровне 57-61 %, в 2021 г. снизилась до 47 %. Затем до 2023 г. наблюдается рост до 58 %. В 2024 г. наблюдается уменьшение обводненности, что связано со снижением дебита жидкости до 24,1 т/сут.

За рассматриваемый период 2019-2024 гг. газовый фактор был на уровне 30-31 м³/т.

Накопленная добыча нефти составила 34,4 тыс.т, жидкости – 73,9 тыс.т. Текущий КИН составил 0,055 д.ед. Отбор от НИЗ 32,4 %.

Таблица 3.2.3 – Месторождение Каратурун Морской. I объект разработки (горизонты Ю-I и Ю-II). Динамика основных показателей разработки за период 2019-01.05.2024 гг.

| Показатели | Ед. изм. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. | 2024 г. | 01.04.2025 |
|---|---------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|------------|
| Добыча нефти | тыс.т | 1,4 | 2,3 | 4,9 | 4,9 | 7,0 | 3,3 | - |
| Накопленная добыча нефти | тыс.т | 8,1 | 10,4 | 15,3 | 20,2 | 27,2 | 30,5 | 34,4* |
| Добыча нефтяного газа | млн. м ³ | 0,04 | 0,07 | 0,15 | 0,15 | 0,22 | 0,10 | - |
| Накопленная добыча нефтяного газа | млн. м ³ | 0,253 | 0,324 | 0,474 | 0,626 | 0,845 | 0,947 | 1,072* |
| Газовый фактор | м ³ /т | 31,1 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | - |
| Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов | % | 1,29 | 2,17 | 4,59 | 4,63 | 6,64 | 3,08 | - |
| Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов | % | 1,40 | 2,41 | 5,37 | 5,72 | 8,94 | 4,33 | - |
| Среднегодовая обводненность | % | 57 | 61 | 47 | 57 | 58 | 45 | - |
| Добыча жидкости | тыс.т | 3,17 | 5,83 | 9,2 | 11,3 | 16,6 | 5,9 | - |
| Накопленная добыча жидкости | тыс.т | 20,1 | 25,9 | 35,1 | 46,5 | 63,1 | 69,0 | 73,9* |
| Закачка | тыс.м ³ | - | - | - | - | - | 4,1 | - |
| Накопленная закачка воды | тыс.м ³ | - | - | - | - | - | 4,1 | 4,1 |
| Фонд добывающих скважин | ед. | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 |
| Действующий фонд скважин на конец года | ед. | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| Ввод новых скважин из бурения | ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Фонд нагнетательных скважин в ОПИ | ед. | | | | | | 1 | 1 |
| Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти | т/сут | 6,3 | 6,9 | 14,3 | 14,6 | 19,6 | 13,3 | - |
| Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости | т/сут | 14,7 | 17,6 | 27,1 | 33,6 | 46,3 | 24,1 | - |
| Среднегодовая приемистость 1 нагнетательной скважины | м ³ /сут | - | - | - | - | - | 68,3 | - |
| Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скв. | д.ед. | 0,6 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 1,0 | 0,7 | - |
| Коэфф. использования добывающего фонда скв. | д.ед. | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 1,0 | - |
| Отбор от утвержденных извлекаемых запасов | % | 7,6 | 9,8 | 14,4 | 19,0 | 25,7 | 28,8 | 32,4 |
| Текущий КИН | д.ед. | 0,013 | 0,017 | 0,024 | 0,032 | 0,043 | 0,049 | 0,055 |

*- накопленная добыча с учетом испытания оценочной скважины 133

II объект (горизонты Ю-IV и Ю-V)

Динамика основных технологических показателей разработки по II объекту месторождения Каратурун Морской за период 2019-01.05.2024 гг. представлена в таблице 3.2.4 и рисунке 3.2.2.

За период 2019-2023 гг. наблюдался рост добычи нефти с 72,8 тыс.т до 137,5 тыс.т, при этом среднегодовой дебит нефти изменялся незначительно в диапазоне 15,0-17,2 т/сут. Рост добычи нефти связан увеличением действующего фонда скважин с 16 ед. в 2019 г. до 29 ед. в 2023 г.

В 2024 г. наблюдается снижение добычи нефти до 132,5 тыс.т, что связана с уменьшением действующего фонда до 26 ед.

За анализируемый период наблюдается рост добычи жидкости с 179,4 тыс.т до 364,8 тыс.т, при относительно стабильной обводненности 55-64 %. Рост в основном связан с увеличением добычи нефти количества действующих добывающих скважин .

За рассматриваемый период газовый фактор был на уровне 31 м³/т.

Добыча нефти за первые 3 месяца 2025 г. составила 24,5 тыс.т, жидкости – 89,8 тыс.т. Газовый фактор составил 31 м³/т, среднегодовая обводненность – 73 %.. Накопленная добыча нефти составила 955,9 тыс.т, жидкости – 2347,5 тыс.т. Текущий КИН составил 0,273 д.ед. Отбор от НИЗ 60,2 %.

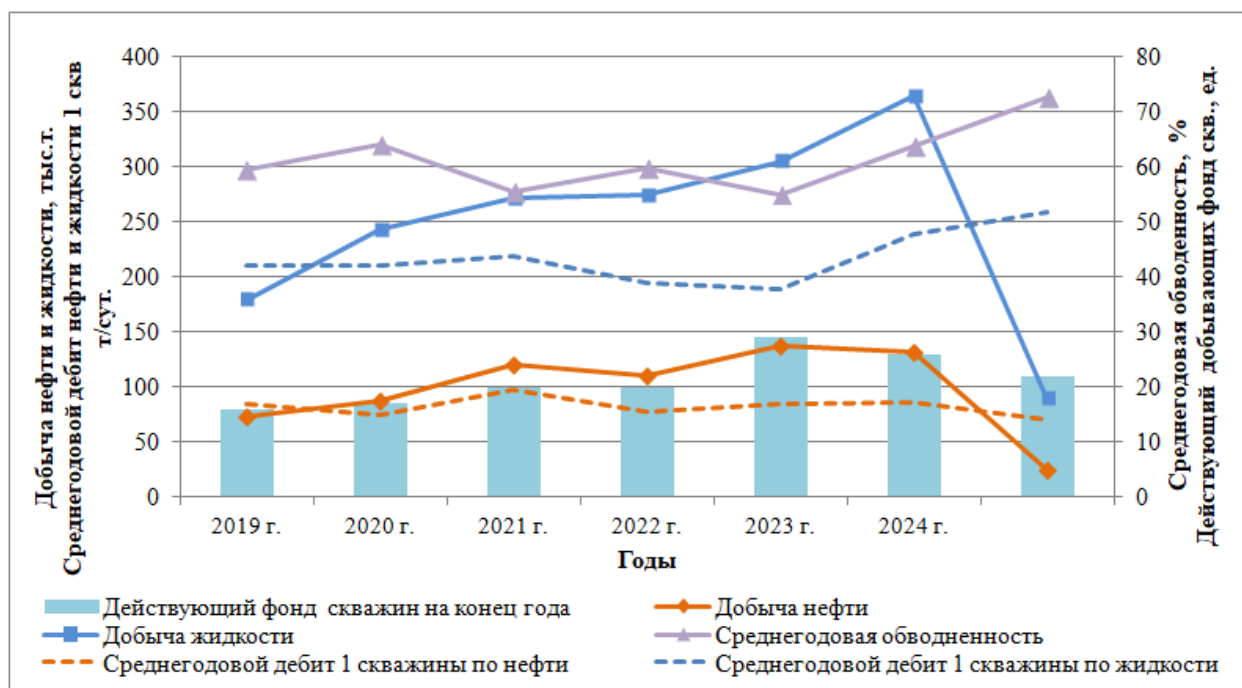


Рисунок 3.2.2 – Месторождение Каратурун Морской. II объект разработки (горизонты Ю-IV и Ю-V). Динамика основных показателей разработки за период 2019-01.05.2024 гг.

Таблица 3.2.4 – Месторождение Каратурун Морской. II объект разработки (горизонты Ю-IV и Ю-V). Динамика основных показателей разработки за период 2019-01.05.2024 гг.

| Показатели | Ед. изм. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. | 2024 г. | 01.04.2025 |
|---|---------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|------------|
| Добыча нефти | тыс.т | 72,8 | 87,5 | 120,6 | 110,2 | 137,5 | 132,5 | 24,5 |
| Накопленная добыча нефти | тыс.т | 337,93 | 425,43 | 546,21 | 656,4 | 797,1* | 931,5* | 955,9* |
| Добыча нефтяного газа | млн. м ³ | 2,3 | 2,7 | 3,7 | 3,4 | 4,28 | 4,16 | 0,76 |
| Накопленная добыча нефтяного газа | млн. м ³ | 10,5 | 13,2 | 16,9 | 20,3 | 24,7* | 28,9* | 29,7* |
| Газовый фактор | м ³ /т | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 |
| Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов | % | 4,6 | 5,5 | 7,6 | 6,9 | 8,7 | 8,3 | 1,5 |
| Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов | % | 5,8 | 7,5 | 11,6 | 11,8 | 17,4 | 20,2 | 3,9 |
| Среднегодовая обводненность | % | 59 | 64 | 56 | 60 | 55 | 64 | 73 |
| Добыча жидкости | тыс.т | 179,4 | 243,0 | 271,4 | 274,8 | 305,3 | 364,8 | 89,8 |
| Накопленная добыча жидкости | тыс.т | 789,1 | 1032,1 | 1303,5 | 1578,3 | 1888,0* | 2257,5* | 2347,5* |
| Фонд добывающих скважин | ед. | 18 | 21 | 23 | 25 | 33 | 29 | 30 |
| Действующий фонд скважин на конец года | ед. | 16 | 17 | 20 | 20 | 29 | 26 | 22 |
| Ввод новых скважин из бурения | ед. | 2 | 3 | 3 | 1 | 2 | 2 | 0 |
| Из бурения в освоении | ед. | 2 | 2 | 4 | | | | |
| Из бурения ликвидированны | ед. | | | 2 | | 1 | 0 | 0 |
| Ввод из освоения под добычу | ед. | | 1 | | 1 | 7 | 0 | 1 |
| Перевод в ППД | ед. | | | | | | 0 | 0 |
| Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти | т/сут | 17,1 | 15,0 | 19,5 | 15,6 | 17,1 | 17,3 | 14,1 |
| Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости | т/сут | 42,2 | 42,0 | 43,9 | 38,8 | 37,9 | 47,7 | 51,7 |
| Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скв. | д.ед. | 0,7 | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| Коэфф. использования добывающего фонда скв. | д.ед. | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 0,7 |
| Отбор от утвержденных извлекаемых запасов | % | 21,3 | 26,8 | 34,4 | 41,3 | 50,2 | 58,7 | 60,2 |
| Текущий КИН | д.ед. | 0,096 | 0,121 | 0,156 | 0,187 | 0,227 | 0,266 | 0,273 |

* - Добыча при испытании оценочных скважин 123, 125, 126, 127, 128, 131

III объект (горизонты Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-IX)

Динамика основных технологических показателей разработки по III объекту месторождения Каратурун Морской за анализируемый период 2020-2023 гг. представлена на рисунке 3.2.3 и в таблице 3.2.5.

Разработка объекта началась с 2020 г., согласно ПР 2021 г.

В период 2020-2021 гг. наблюдался рост добычи нефти (с 24,9 тыс.т до 45,8 тыс.т) и жидкости (46,2 тыс.т до 85 тыс.т) за счет ввода скважин из бурения (2020 г. – 3 ед.,). При этом среднегодовой дебит нефти уменьшился с 43 т/сут в 2020 г. до 16,8 т/сут в 2021 г., но коэффициент эксплуатации вырос с 0,3 д.ед. до 0,5 д.ед.

В период 2021-2023 гг. годовая добыча нефти и жидкости уменьшилась с 45,8 тыс.т и 85 тыс.т в 2021 г. до 29,2 тыс.т. и 63,4 тыс.т в 2023 г., соответственно, из-за снижения дебита нефти и жидкости скважин с 16,8 т/сут и 31,2 т/сут в 2021 г. до 9,9 т/сут и 21,6 т/сут в 2023 г. при этом наблюдается рост коэффициента эксплуатации с 0,5 д.ед. до 0,9 д.ед.

В 2024 г. наблюдается рост добычи нефти и жидкости до 53,6 тыс.т и 116,0 тыс.т, что связана с увеличением действующего фонда с 9 до 17 ед., ростом дебита нефти и жидкости с 9,9 т/сут и 21,6 т/сут до 13,6 т/сут и 29,0 т/сут, соответственно, а также с ростом коэффициента эксплуатации с 0,9 д.ед. до 1,0 д.ед.



За рассматриваемый период газовый фактор был на уровне 30 м³/т.

Добыча нефти за 3 месяца 2025 г. составила 23,0 тыс.т, жидкости – 58,3 тыс.т. Среднегодовая обводненность составила 61 %, газовый фактор – 30 м³/т. Накопленная добыча нефти составила 231,4 тыс.т, жидкости – 484,7 тыс.т. Текущий КИН составил 0,126 д.ед. Отбор от НИЗ 36,6 %.

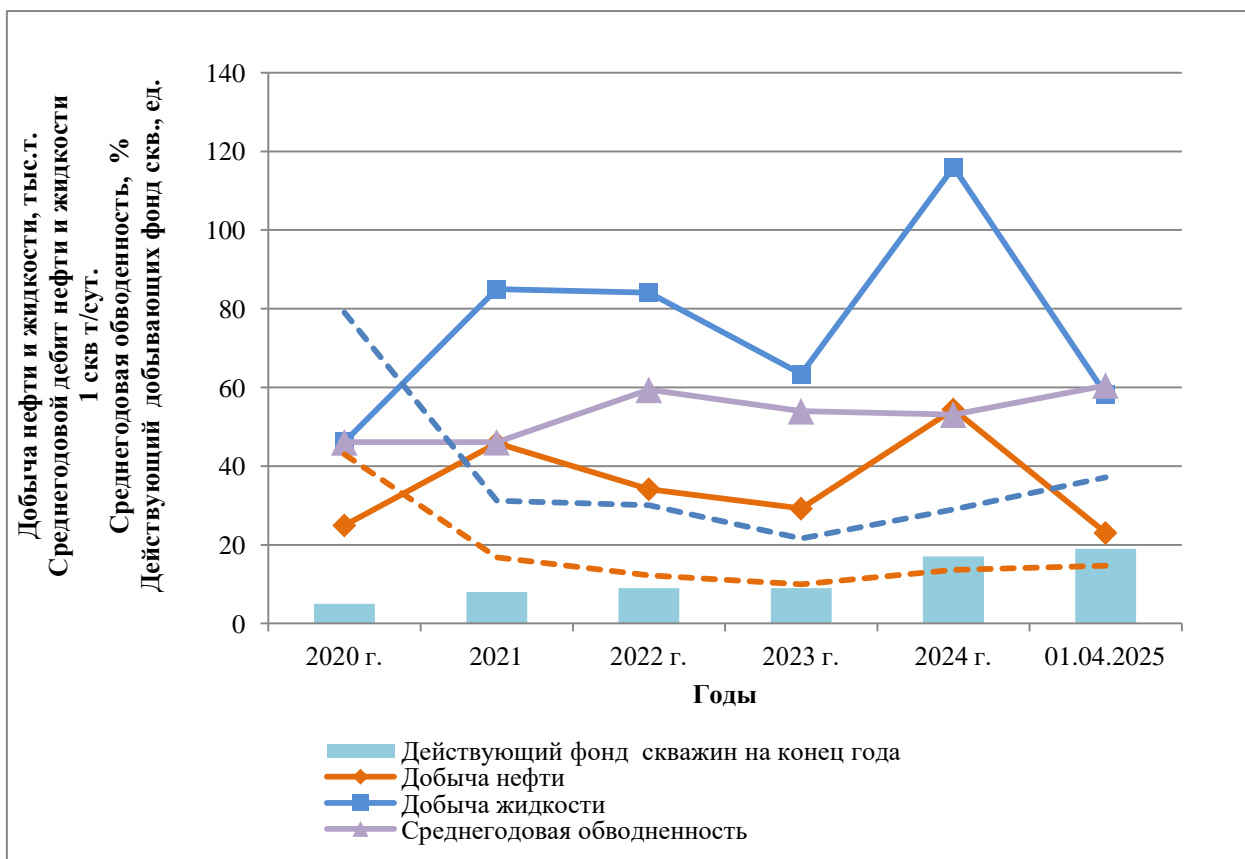


Рисунок 3.2.3 – Месторождение Каратурун Морской. III объект разработки (горизонты Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX и Ю-X). Динамика основных показателей разработки за период 2020-1.05.2024 гг.

Таблица 3.2.5 – Месторождение Каратурун Морской. III объект разработки (горизонты Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX и Ю-X). Динамика основных показателей разработки за период 2020-01.05.2024 гг.

| Показатели | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 | 2022 г. | 2023 г. | 2024 г. | 01.04.2025 |
|---|---------------------|---------|-------|---------|---------|---------|------------|
| Добыча нефти | тыс.т | 24,9 | 45,8 | 34,1 | 29,2 | 53,6 | 23,0 |
| Накопленная добыча нефти | тыс.т | 45,6 | 91,4 | 125,5 | 154,7 | 208,4 | 231,4 |
| Добыча нефтяного газа | млн. м ³ | 0,8 | 1,3 | 1,0 | 0,9 | 1,6 | 0,7 |
| Накопленная добыча нефтяного газа | млн. м ³ | 2,1 | 3,4 | 4,4 | 5,3 | 6,9 | 7,6 |
| Газовый фактор | м ³ /т | 31 | 28 | 30 | 30,2 | 29,7 | 30,2 |
| Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов | % | 3,9 | 7,2 | 5,4 | 4,6 | 8,5 | 3,6 |
| Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов | % | 4,2 | 8,5 | 6,7 | 6,1 | 12,6 | 5,7 |
| Среднегодовая обводненность | % | 46 | 46 | 59 | 54 | 53 | 61 |
| Добыча жидкости | тыс.т | 46,20 | 85,0 | 84,1 | 63,4 | 116,0 | 58,3 |
| Накопленная добыча жидкости | тыс.т | 77,9 | 162,9 | 246,9 | 310,3 | 426,3 | 484,7 |
| Закачка | тыс.м ³ | | | | 96,0 | 118,1 | 17,0 |
| Накопленная закачка воды | тыс.м ³ | | | | 96,0 | 214,0 | 231,0 |
| Фонд добывающих скважин | ед. | 5 | 9 | 9 | 9 | 17 | 19 |
| Действующий фонд скважин на конец года | ед. | 5 | 8 | 9 | 9 | 17 | 19 |
| Ввод новых скважин из бурения | ед. | 4 | | | | 1 | 2 |
| Из бурения в освоении | ед. | 3 | 4 | | | | |
| Из бурения ликвидированны | ед. | | | | | | |
| Ввод из освоения под добычу | ед. | | 2 | | | 1 | |
| Перевод с других объектов | ед. | | 2 | | | 6 | |
| Фонд нагнетательных скважин в ОПИ | ед. | | | | 1 | 1 | |
| Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти | т/сут | 43,0 | 16,8 | 12,2 | 9,9 | 13,4 | 14,7 |
| Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости | т/сут | 79,0 | 31,2 | 30,1 | 21,6 | 29,0 | 37,2 |
| Среднегодовая приемистость 1 нагнетательной скважины | м ³ /сут | | | | 290,9 | 341,2 | 188,9 |
| Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скв. | д.ед. | 0,3 | 0,5 | 0,9 | 0,9 | 0,6 | 1,0 |
| Коэфф. использования добывающего фонда скв. | д.ед. | 0,3 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| Отбор от утвержденных извлекаемых запасов | % | 7,2 | 14,4 | 19,8 | 24,4 | 32,9 | 36,6 |
| Текущий КИН | д.ед. | 0,02 | 0,050 | 0,068 | 0,084 | 0,113 | 0,126 |

В целом по месторождению

Динамика основных технологических показателей разработки по месторождению Каратурун Морской за анализируемый период 2019-01.05.2024 гг. представлена на рисунке 3.2.4 и в таблице 3.2.6.

За период 2019-2021 гг. наблюдался рост добычи нефти и жидкости с 74,2 тыс.т и 182,6 тыс.т в 2019 г., до 171,3 тыс.т и 365,6 тыс.т в 2021 г., что связано с увеличением действующих добывающих скважин с 17 ед. до 29 ед.

В 2022 г. наблюдается снижение добычи нефти до 149,2 тыс.т, что связано со снижением дебита нефти с 18,5 т/сут до 14,6 т/сут. При этом добыча жидкости практически на уровне 2021 г. (365,6 против 370,2 тыс.т). Это связано с ростом обводненности с 53 % до 60 %.

С 2023 г. наблюдается рост добычи нефти и жидкости до 189,4 тыс.т и 486,7 тыс.т в 2024 г., соответственно, что связано с увеличением действующих добывающих скважин с 30 ед. в 2022 г. до 44 ед. в 2024 г., а также с ростом дебита нефти и жидкости 15,9 т/сут и 40,9 т/сут.



Обводненность по годам изменяется незначительно от 53 % до 60 %. Это связано с вводом новых скважин из бурения, что положительно влияет на среднегодовую обводненность.

За рассматриваемый период газовый фактор был на уровне 30-31 м³/т.

Добыча нефти за 3 месяца 2025 г. составила 47,5 тыс.т, жидкости – 148,2 тыс.т, газовый фактор составил 31 м³/т, среднегодовая обводненность – 68 %. Накопленная добыча нефти составила 1221,7 тыс.т, жидкости – 2906,1 тыс.т. Текущий КИН составил 0,205 д.ед. Отбор от НИЗ составляет 52,5 %, что говорит что половина от утвержденных извлекаемых запасов уже отобрана.

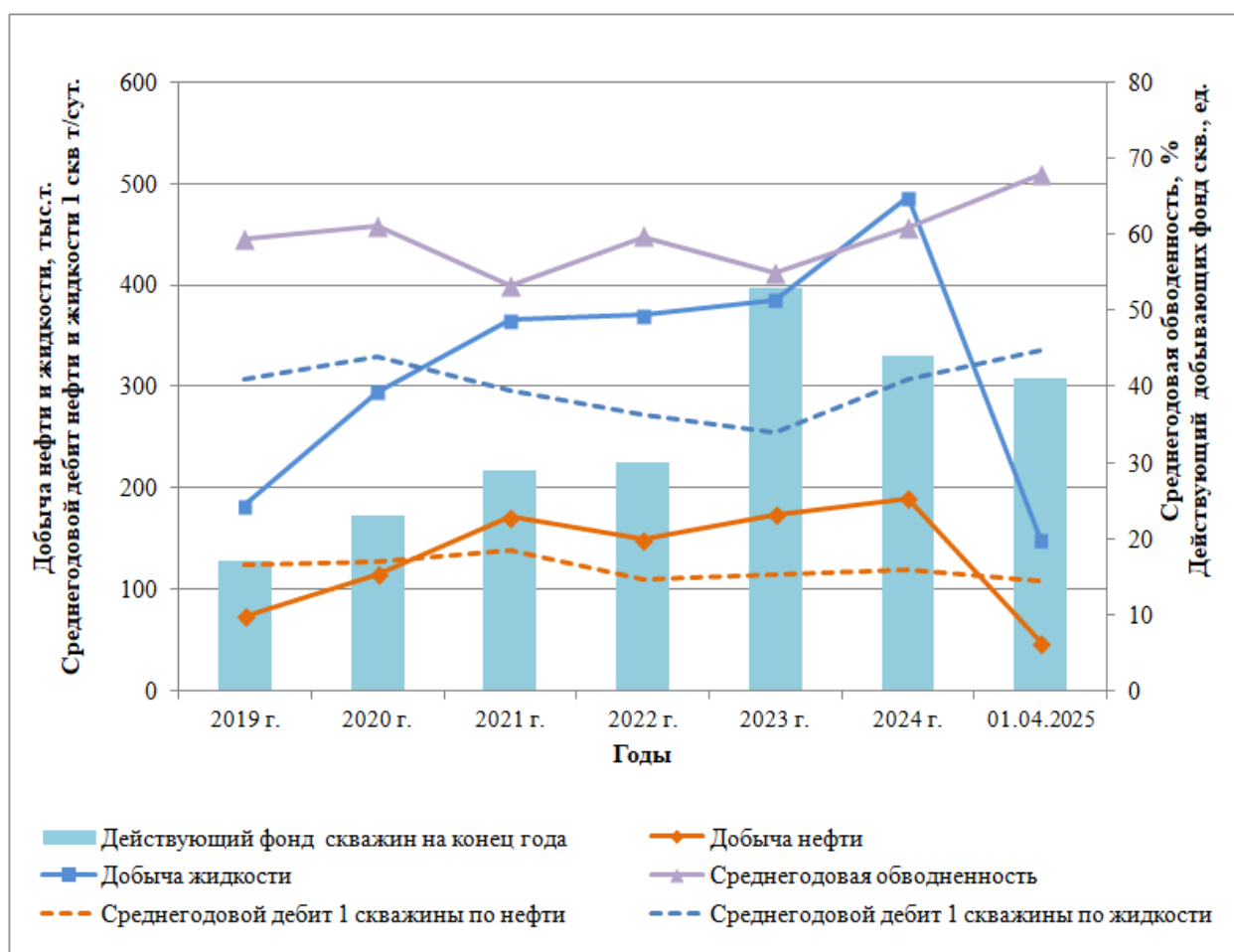


Рисунок 3.2.4 – Месторождение Каратурун Морской. Динамика основных показателей разработки за период 2019-01.05.2024 гг.

Таблица 3.2.6 – Месторождение Каратурун Морской. Динамика основных показателей разработки за период 2019-01.05.2024 гг. В целом по месторождению.

| Показатели | Ед. изм. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. | 2024 г. | 01.04.2025 |
|---|--------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|------------|
| Добыча нефти | тыс.т | 74,2 | 114,7 | 171,3 | 149,2 | 173,7 | 189,4 | 47,5 |
| Накопленная добыча нефти | тыс.т | 366,7 | 498,4 | 652,9 | 802,1 | 979,1 | 1170,3 | 1221,7 |
| Добыча нефтяного газа | млн.м ³ | 2,32 | 3,55 | 5,125 | 4,609 | 5,38 | 5,87 | 1,46 |
| Накопленная добыча нефтяного газа | млн.м ³ | 10,7 | 15,6 | 20,8 | 25,4 | 30,8 | 36,6 | 38,1 |
| Газовый фактор | м3/т | 31 | 31 | 30 | 31 | 31 | 31 | 31 |
| Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов | % | 3,2 | 4,9 | 7,4 | 6,4 | 7,5 | 8,1 | 2,0 |
| Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов | % | 3,8 | 6,3 | 10,2 | 9,8 | 12,9 | 16,4 | 4,3 |
| Среднегодовая обводненность | % | 59 | 61 | 53 | 60 | 55 | 61 | 68 |
| Добыча жидкости | тыс.т | 182,6 | 295,0 | 365,6 | 370,2 | 385,4 | 486,7 | 148,2 |
| Накопленная добыча жидкости | тыс.т | 842,2 | 1135,9 | 1501,5 | 1871,7 | 2261,4 | 2752,9 | 2906,1 |
| Закачка | тыс.м ³ | | | | | 96,0 | 122,2 | 17,0 |
| Накопленная закачка воды | тыс.м ³ | | | | | 96,0 | 218,1 | 235,1 |
| Фонд добывающих скважин | ед. | 20 | 28 | 34 | 36 | 44 | 47 | 50 |
| Действующий фонд скважин на конец года | ед. | 17 | 23 | 29 | 30 | 39 | 44 | 41 |
| Ввод новых скважин из бурения | ед. | 3 | 7 | 3 | 1 | 2 | 3 | 2 |
| Из бурения в освоении | ед. | | | 4 | | | | |
| Из бурения ликвидированны | ед. | | | 2 | | 1 | | |
| Ввод из освоения под добычу | ед. | | 1 | 2 | 1 | 7 | 1 | 1 |
| Фонд нагнетательных скважин в ОПИ | ед. | | | | | 1 | 2 | 2 |
| Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти | т/сут | 16,6 | 17,1 | 18,5 | 14,6 | 15,3 | 16,0 | 14,4 |
| Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости | т/сут | 40,9 | 44,0 | 39,5 | 36,3 | 33,9 | 40,9 | 44,8 |
| Среднегодовая приемистость 1 нагнетательной скважины | м3/сут | | | | | 290,9 | 300,9 | 188,9 |
| Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скв. | д.ед. | 0,7 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 2,0 | 0,6 |
| Коэфф. использования добывающего фонда скв. | д.ед. | 0,9 | 0,6 | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 0,8 |
| Отбор от утвержденных извлекаемых запасов | % | 15,8 | 21,4 | 28,1 | 34,5 | 42,1 | 50,3 | 52,5 |
| Текущий КИН | д.ед. | 0,061 | 0,083 | 0,109 | 0,134 | 0,164 | 0,196 | 0,205 |

3.2.3 Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

В таблицах 3.2.7-3.2.10 приведены проектные технологические показатели разработки месторождения за 2021 г. из отчета «Проект разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2020 г.», за 2022-2023 гг. из отчета «Анализ разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.10.2021 г.», за 2024 г. из отчета «Анализ разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2024 г.» по объектам разработки и месторождению в целом.

В АР 2024 г. был рассмотрен один уточненный вариант разработки, реализация которого предусматривает продолжение существующей системы разработки, согласно утвержденному варианту в ДПР 2024 г.

Основные положения:

Уточненный вариант – разработка залежей без ППД, с учетом фактического состояния разработки, плюс предусмотрено бурение, переводы скважин с объекта на объект и ввод скважин в эксплуатацию:

- эксплуатация I объекта в настоящем отчете не предусмотрена в связи с выработкой утвержденных извлекаемых запасов;
- для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV, Ю-V) предусмотрено – бурение в 2024 г. 3 проектных скважин, одна (123) из которых, из резервного фонда, предусмотренного в ДПР 2024 г. Перевод 17 скважин на III объект после отработки на нефть в 2028-2031 гг., перевод 4 скважин под добычу из III объекта в 2033-2034 гг. Фонд добывающих скважин составит 36 ед.
- для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VII+Ю-VIII+IX+X) – предусмотрен ввод из освоения 1 скважины в 2024 г., бурение 1 скважины в 2025 г., перевод 17 скважин со II объекта после отработки на нефть в 2028-2031 гг., перевод 4 скважин под добычу на II объект в 2033-2034 гг. Фонд добывающих скважин составит 27 ед.

Все запроектированные скважины были пробурены. Также были переведены 6 (108, 109, 110, 111, 114, 118) скважин с III на II объект.

I объект (горизонты Ю-I и Ю-II)

В 2021 г. добыча нефти, жидкости и газа значительно превышали проектные значения и составили 4,9 тыс.т; 9,2 тыс.т и 0,15 млн³.м против 1,4 тыс.т; 4,8 тыс.т и 0,04 млн³.м, соответственно, вследствие более высокого, чем запроектировано, дебита нефти и жидкости (14,3 т/сут против 2,3 т/сут по нефти и 27,1 т/сут против 8,6 т/сут по жидкости), хотя фактический действующий фонд добывающих скважин меньше на 1 ед. (1 ед. против 2 ед.) Обводненность на уровне проекта.

В 2022 г. фактический уровень добычи нефти превышает проектный на 14% (4,9 тыс.т против 4,2 тыс.т), т.к. фактический дебит нефти превышает проектный на 13 % и составил 14,6 т/сут против 12,7 т/сут. Фактический уровень добычи жидкости превышает проектный на 11 % (11,3 тыс.т против 10,2 тыс.т), что также связано с большим фактическим дебитом жидкости, чем по проекту (33,6 т/сут против 31,1 т/сут). Обводненность на уровне проекта.

В 2023 г. фактическая годовая добыча нефти превышает проектную в 2 раза: 7 тыс.т по факту против 3,5 тыс.т по проекту, что связано с более высоким фактическим дебитом нефти, который составил 19,6 т/сут, что на 81,6 % выше проектного 10,8 т/сут, а также более высокой добычей жидкости. Фактическая добыча жидкости превысила проектную на 47 % и составила 16,63 тыс.т против 11,3 тыс.т по проекту, что также связано с большим фактическим дебитом жидкости, чем по проекту (46,3 т/сут против 34,4 т/сут). Фактическая обводненность меньше проекта (57,7 % против 69 %).

Причиной резкого роста добыча нефти связано с проведением ГТМ по реперфорации продуктивных интервалов.

На 2024 г. согласно АР 2024 г. по I объекту прогнозные технологические показатели не предусмотрены, в связи с окончанием утвержденных извлекаемых запасов на I объекте.

После утверждения настоящего отчета добыча будет возобновлена.

II объект (горизонты Ю-IV и Ю-V)

В 2021 г. фактическая добыча нефти превысила проектную на 29 % и составила 120,6 тыс.т против 93,5 тыс.т, соответственно. Расхождение связано с тем, что скважины эксплуатировались с большим дебитом нефти, чем запланировано: фактический дебит нефти составил 19,5 т/сут, проектный – 11,3 т/сут (превышение на 73 %). Фактическая добыча нефтяного газа составила 3,7 млн.м³, проектная – 3,0 млн.м³ (превышение на 23 %). Фактическая добыча жидкости находилась на уровне проектной: 271,4 тыс.т против 257,6 тыс.т, соответственно.

В 2022 г. на II объекте проектировался ввод 9 скважин. Данное проектное решение выполнено не было: фактически введено только 2 скважины. Таким образом, фактическое количество скважин оказалось значительно ниже проектного и составило 20 ед. при проектном значении 29 ед., что повлияло на добычу нефти. Фактическая добыча нефти составила 110,6 тыс.т, что на 19 % ниже проектного значения 136,5 тыс.т. При этом фактический дебит нефти соответствует проектному – 15,6 т/сут по факту и 16,6 т/сут по проекту. Фактическая добыча жидкости также находилась на уровне проектной: 271,4 тыс.т против 257,6 тыс.т, соответственно (расхождение 5 %). Фактическая добыча нефтяного газа составила 3,7 млн.м³, проектная – 3 млн.м³ (превышение на 23 %).

В 2023 г. на II объект введено 9 скважин: 2 скважины из бурения, а также 7 скважин переведено с III объекта после освоения. Фактический фонд действующих скважин составил 29 ед. Фактическая добыча нефти составила 137,5 тыс.т, и находится при этом на уровне проектного значения 124,3 тыс.т (расхождение – 10,6 %). Фактическая добыча жидкости и газа также соответствуют проектным значениям.

В 2024 г. фактическая добыча нефти на уровне проекта и составила 132,5 тыс.т против 143,4 тыс.т соответственно. Фактическая добыча нефтяного газа на уровне проекта составила 4,2 млн.м³, проектная – 4,4 млн.м³. Фактическая добыча жидкости превышает проектную на 23,6 % (364,8 тыс.т против 295,2 тыс.т), что связано большим дебитом жидкости (47,7 т/сут против 28,1 т/сут).

III объект (Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX и Ю-X горизонты)

Как видно из таблицы 3.2.9, за период 2021 г. фактические показатели добычи нефти и жидкости на уровне проектного. При этом фактический дебит нефти ниже запроектированного (16,8 т/сут против 28,0 т/сут по нефти и 31,2 т/сут против 48,6 т/сут по жидкости) и скважины работали с меньшим фактическим коэффициентом эксплуатации (0,5 д.ед.), чем было запроектировано (0,9 д.ед.), но при этом фактический действующий фонд выше проекта (8 ед. против 5 ед.). Обводненность практически на уровне проекта 46,1 % против 42,4 %.

В 2022 г. фактические показатели добычи нефти и жидкости больше проектных значений на 32 и 34 % и составили по нефти – 23,2 тыс.т против 34,1 тыс.т, по жидкости – 55,8 тыс.т против 84,1 тыс.т, соответственно. Это связано с тем, что фактические показатели дебита нефти и жидкости превышают проектные 12,2 т/сут против 8,8 т/сут и 30,1 т/сут против 21,2 т/сут. При этом обводненность на уровне проекта 59,4 % против 58 %.

В 2023 г. добыча нефти не соответствовала проектной величине и была выше на 32% (фактическая – 29,2 тыс.т, проектная – 22,1 тыс.т), что связано с превышением дебитов по сравнению с проектом (фактический дебит нефти – 9,9 т/сут, проектный – 8,4 т/сут). При этом добыча жидкости находится на уровне проектной – 63,4 тыс.т против 61,9 тыс.т. Фактическая обводненность составила 53,9 % при проектной 64 % (расхождение 16 %).

В 2024 г. фактические показатели добычи нефти и жидкости больше проектных значений на 128 % и 55,2 % и составили по нефти – 53,6 тыс.т против 23,5 тыс.т, по жидкости – 116 тыс.т против 74,7 тыс.т, соответственно. Это связано с тем, что фактические показатели дебита нефти и жидкости превышают проектные 13,6 т/сут против 8,6 т/сут и 29 т/сут против 25,3 т/сут, а также фактический действующий добывающий фонд больше

проекта (17 ед. против 9 ед.) и фактический коэффициент эксплуатации больше проекта (1 д.ед. против 0,9 д.ед.) При этом обводненность меньше проекта (53,1 % против 68,6 %).

В целом по месторождению

В 2021 г. фактические показатели добычи нефти превышали проектные на 18 % (171,3 тыс.т против 144,5 тыс.т), что связано с большими фактическими дебитами нефти и жидкости превышают (18,5 т/сут против 13,5 т/сут, 39,5 т/сут). При этом фактическая добыча жидкости на уровне проекта. Скважины работали с меньшим коэффициентом эксплуатации (0,7 д.ед. против 0,9 д.ед.). Фактическая обводненность меньше проекта (53,1 % против 58,5 %).

В 2022 г. фактические показатели добычи нефти и жидкости на уровне проектного. При этом фактический дебит нефти и жидкости выше запроектированного (14,6 т/сут против 13,1 т/сут по нефти и 36,4 т/сут против 36,3 т/сут по жидкости) и скважины работали с меньшим фактическим коэффициентом эксплуатации (0,7 д.ед.), чем было запроектировано (0,9 д.ед.), но при этом фактический действующий фонд выше проекта (30 ед. против 38 ед.). Обводненность на уровне проекта 60 %.

В 2023 г. фактическая добыча нефти превысила проектную на 16 % и составила 173,7 тыс.т против 149,9 тыс.т по проекту. Фактическая добыча жидкости находится на уровне проектной (385,4 тыс.т по факту и 363,3 тыс.т по проекту). Расхождение по среднегодовой обводненности также не превышает 10 %: фактическая обводненность – 55 %, проектная – 59 %.

В 2024 г. фактические показатели добычи нефти и жидкости больше проектных значений на 13,5 % и 31,6 % и составили по нефти – 189,4 тыс.т против 166,9 тыс.т, по жидкости – 486,7 тыс.т против 369,9 тыс.т, соответственно. Это связано с тем, что фактические показатели дебита нефти и жидкости превышают проектные 16 т/сут против 12,5 т/сут и 40,9 т/сут против 28,5 т/сут, а также фактический действующий добывающий фонд больше проекта (44 ед. против 41 ед.), но фактический коэффициент эксплуатации меньше проекта (0,7 д.ед. против 0,9 д.ед.) При этом обводненность незначительно больше проекта (60,9 % против 54,9 %).

Накопленные показатели добычи нефти, жидкости и газа на 2024 г. находятся на уровне проектных.

Таблица 3.2.7 – Месторождение Каратурун Морской. I объект (горизонты Ю-I и Ю-II). Сравнение проектных и фактических показателей разработки за период 2021-01.05.2024 гг.

| Показатели | Ед. изм. | 2021 | | 2022 | | 2023 | | 2024 | |
|---|--------------------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|
| | | проект | факт | проект | факт | проект | факт | проект | факт |
| Добыча нефти | тыс.т | 1,40 | 4,9 | 4,2 | 4,9 | 3,6 | 7,0 | | 3,3 |
| Накопленная добыча нефти | тыс.т | 10,7 | 15,3 | 19,5 | 20,2 | 23,1 | 27,2 | | 30,5 |
| Добыча нефтяного газа | млн.м ³ | 0,04 | 0,15 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | 0,2 | | 0,10 |
| Накопленная добыча нефтяного газа | млн.м ³ | 0,3 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | | 0,947 |
| Газовый фактор | м3/т | 28,6 | 30,7 | 31,0 | 31,1 | 30,6 | 31,1 | | 31,0 |
| Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов | % | 4,8 | 4,6 | 14,9 | 4,6 | 12,9 | 6,6 | | 3,1 |
| Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов | % | 7,3 | 5,4 | 32,7 | 5,7 | 73,5 | 8,9 | | 4,3 |
| Среднегодовая обводненность | % | 72,0 | 47,3 | 59,0 | 56,6 | 69,0 | 57,7 | | 45 |
| Добыча жидкости | тыс.т | 4,8 | 9,2 | 10,2 | 11,3 | 11,3 | 16,6 | | 6 |
| Накопленная добыча жидкости | тыс.т | 28,40 | 35,1 | 45,2 | 46,5 | 56,5 | 63,1 | | 69 |
| Фонд добывающих скважин | ед. | 2 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | | 1 |
| Действующий фонд скважин на конец года | ед. | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | | 1 |
| бездействующий фонд | ед. | | | | | | | | |
| Ввод новых скважин из бурения | ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 |
| в ожидании освоении | ед. | | | | | | | | |
| Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти | т/сут | 2,4 | 14,3 | 12,7 | 14,6 | 10,8 | 19,6 | | 13,3 |
| Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости | т/сут | 8,6 | 27,1 | 31,1 | 33,6 | 34,4 | 46,3 | | 24,1 |
| Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скв. | д.ед. | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 1,0 | | 0,7 |
| Коэфф. использования добывающего фонда скв. | д.ед. | 1,0 | 0,5 | 1,0 | 0,5 | 1,0 | 0,5 | | 1,0 |
| Отбор от утвержденных извлекаемых запасов | % | 38,3 | 14,4 | 69,5 | 19,0 | 82,1 | 25,7 | | 28,8 |
| Текущий КИН | д.ед. | 0,029 | 0,024 | 0,053 | 0,032 | 0,062 | 0,043 | | 0,049 |

Таблица 3.2.8 – Месторождение Каратурун Морской. II объект (горизонты Ю-IV и Ю-V). Сравнение проектных и фактических показателей разработки за период 2021-01.05.2024 гг.

| Показатели | Ед. изм. | 2021 | | 2022 | | 2023 | | 2024 | | 01.04.2025 | |
|---|--------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------------|--------|
| | | проект | факт | проект | факт | проект | факт | проект | факт | проект | факт |
| Добыча нефти | тыс.т | 93,5 | 120,6 | 136,5 | 110,2 | 124,3 | 137,5 | 143,4 | 132,5 | 125,2 | 24,5 |
| Накопленная добыча нефти | тыс.т | 522,9 | 546,2 | 682,6 | 656,4 | 806,9 | 793,9 | 937,3 | 926,3 | 1062,5 | 950,8 |
| Добыча нефтяного газа | млн.м ³ | 3,0 | 3,7 | 4,9 | 3,4 | 4,5 | 4,3 | 4,4 | 4,2 | 3,9 | 0,8 |
| Накопленная добыча нефтяного газа | млн.м ³ | 13,4 | 16,9 | 21,8 | 20,3 | 26,3 | 24,6 | 29,1 | 28,8 | 33,0 | 29,5 |
| Газовый фактор | м3/т | 32,1 | 30,7 | 36,2 | 31,1 | 36,2 | 31,1 | 30,8 | 31,4 | 31,2 | 31,1 |
| Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов | % | 11,4 | 10,9 | 11,9 | 10,0 | 10,8 | 12,5 | 13,0 | 12,0 | 11,4 | 2,2 |
| Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов | % | 23,8 | 21,7 | 22,6 | 24,7 | 26,6 | 44,6 | 46,5 | 75,4 | 76,0 | 16,2 |
| Среднегодовая обводненность | % | 63,7 | 56 | 60 | 60 | 57 | 55 | 51 | 64 | 61 | 73 |
| Добыча жидкости | тыс.т | 257,6 | 271,4 | 340,6 | 274,8 | 290,1 | 305,3 | 295,2 | 364,8 | 320,8 | 89,8 |
| Накопленная добыча жидкости | тыс.т | 1249,2 | 1303,5 | 1644,1 | 1578,3 | 1934,2 | 1883,6 | 2178,8 | 2248,4 | 2499,6 | 2338,3 |
| Фонд добывающих скважин | ед. | 30 | 23 | 31 | 25 | 36 | 33 | 36 | 29 | 36 | 30 |
| Действующий фонд скважин на конец года | ед. | 27 | 20 | 29 | 20 | 33 | 29 | 32 | 26 | 32 | 22 |



Продолжение таблицы 3.2.8

| | | | | | | | | | | | |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Ввод новых скважин из бурения | ед. | 5 | 3 | 9 | 1 | 5 | 2 | 3 | 2 | 0 | 0 |
| Из бурения в освоении | ед. | | 4 | | | | | | | | 0 |
| Из бурения ликвидированны | ед. | | 2 | | | | | | | | 0 |
| Ввод из освоения под добычу | ед. | | | | 1 | | 7 | | 0 | | 1 |
| Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти | т/сут | 11,3 | 19,5 | 16,6 | 15,6 | 12,3 | 17,1 | 14,2 | 17,3 | 11,9 | 14,1 |
| Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости | т/сут | 32,8 | 43,9 | 41,5 | 38,8 | 28,7 | 37,9 | 28,1 | 47,7 | 30,5 | 51,7 |
| Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скв. | д.ед. | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 0,7 | 0,9 | 0,7 | 0,9 | 0,7 |
| Коэфф. использования добывающего фонда скв. | д.ед. | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,7 |
| Отбор от утвержденных извлекаемых запасов | % | 63,5 | 49,6 | 59,4 | 59,6 | 70,2 | 72,0 | 85,1 | 84,1 | 96,4 | 86,3 |
| Текущий КИН | д.ед. | 0,247 | 0,192 | 0,322 | 0,231 | 0,380 | 0,280 | 0,330 | 0,326 | 0,374 | 0,335 |

Таблица 3.2.9 – Месторождение Каратурун Морской. III объект (горизонты Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX и Ю-X). Сравнение проектных и фактических показателей разработки за период 2021-01.05.2024 гг.

| Показатели | Ед. изм. | 2021 | | 2022 | | 2023 | | 2024 | | 01.04.2025 | |
|---|--------------------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|------------|-------|
| | | проект | факт | проект | факт | проект | факт | проект | факт | проект | факт |
| Добыча нефти | тыс.т | 49,6 | 45,8 | 23,2 | 34,1 | 22,1 | 29,2 | 23,5 | 53,6 | 28,9 | 23,0 |
| Накопленная добыча нефти | тыс.т | 100,9 | 91,4 | 72,1 | 125,5 | 94,2 | 154,7 | 178,2 | 208,4 | 207,1 | 231,4 |
| Добыча нефтяного газа | млн.м ³ | 1,50 | 1,27 | 0,70 | 1,03 | 0,7 | 0,9 | 0,7 | 1,6 | 0,9 | 0,7 |
| Накопленная добыча нефтяного газа | млн.м ³ | 2,90 | 3,40 | 3,40 | 4,43 | 4,0 | 5,3 | 6,0 | 6,9 | 6,9 | 7,6 |
| Газовый фактор | м3/т | 30,2 | 27,7 | 30,2 | 30,2 | 30,3 | 30,2 | 29,8 | 29,9 | 31,1 | 30,4 |
| Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов | % | 21,2 | 7,2 | 9,9 | 5,4 | 9,4 | 4,6 | 4,9 | 8,5 | 6,0 | 3,6 |
| Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов | % | 27,1 | 8,5 | 12,5 | 6,7 | 13,6 | 6,1 | 7,1 | 12,6 | 9,5 | 5,7 |
| Среднегодовая обводненность | % | 42,4 | 46,1 | 58,0 | 59,4 | 64,0 | 54,0 | 68,6 | 53,1 | 68,3 | 60,5 |
| Добыча жидкости | тыс.т | 86,1 | 85,0 | 55,8 | 84,1 | 61,9 | 63,4 | 74,7 | 116,0 | 91,2 | 58,3 |
| Накопленная добыча жидкости | тыс.т | 166,4 | 162,9 | 181,2 | 246,9 | 243,2 | 310,3 | 385,0 | 426,3 | 476,2 | 484,7 |
| Фонд добывающих скважин | ед. | 6 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 10 | 17 | 11 | 19 |
| Действующий фонд скважин на конец года | ед. | 5 | 8 | 8 | 9 | 8 | 8 | 9 | 17 | 10 | 19 |
| Ввод новых скважин из бурения | ед. | 0 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 2 |
| Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти | т/сут | 28,0 | 16,8 | 8,8 | 12,2 | 8,4 | 9,9 | 8,6 | 13,4 | 8,8 | 14,7 |
| Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости | т/сут | 48,6 | 31,2 | 21,2 | 30,1 | 23,6 | 21,6 | 25,3 | 29,0 | 29,1 | 37,2 |
| Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скв. | д.ед. | 0,90 | 0,53 | 0,90 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,6 | 0,9 | 1,0 |
| Коэфф. использования добывающего фонда скв. | д.ед. | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 1,0 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 1,0 | 0,9 | 1,0 |
| Отбор от утвержденных извлекаемых запасов | % | 43,10 | 14,4 | 30,8 | 19,8 | 40,2 | 24,4 | 36,8 | 32,9 | 42,8 | 36,6 |
| Текущий КИН | д.ед. | 0,134 | 0,050 | 0,096 | 0,068 | 0,126 | 0,084 | 0,115 | 0,113 | 0,134 | 0,126 |



Таблица 3.2.10 – Месторождение Каратурун Морской. В целом по месторождению. Сравнение проектных и фактических показателей разработки за период 2021-01.05.2024 гг.

| Показатели | Ед. изм. | 2021 | | 2022 | | 2023 | | 2024 | | 01.04.2025 | |
|---|--------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------------|--------|
| | | проект | факт | проект | факт | проект | факт | проект | факт | проект | факт |
| Добыча нефти | тыс.т | 144,50 | 171,3 | 163,9 | 149,2 | 150 | 173,7 | 166,9 | 189,4 | 154,1 | 47,5 |
| Накопленная добыча нефти | тыс.т | 634,50 | 652,9 | 774,2 | 802,1 | 924,2 | 975,8 | 1142,7 | 1165,2 | 1296,8 | 1212,6 |
| Добыча нефтяного газа | млн.м ³ | 4,56 | 5,1 | 5,8 | 4,6 | 5,28 | 5,4 | 5,2 | 5,9 | 4,8 | 1,5 |
| Накопленная добыча нефтяного газа | млн.м ³ | 16,56 | 20,8 | 25,8 | 25,4 | 31 | 30,8 | 35,9 | 36,6 | 40,7 | 38,1 |
| Газовый фактор | м ³ /т | 31,6 | 29,9 | 35,2 | 29,9 | 35,2 | 30,9 | 30,9 | 30,9 | 30,8 | 30,7 |
| Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов | % | 13,3 | 10,6 | 11,6 | 9,3 | 10,6 | 10,8 | 10,4 | 8,1 | 9,6 | 2,0 |
| Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов | % | 13,3 | 17,9 | 20,4 | 18,4 | 23,5 | 27,3 | 26,2 | 16,4 | 32,8 | 4,3 |
| Среднегодовая обводненность | % | 58,5 | 53,1 | 60 | 60 | 59 | 54,9 | 54,9 | 60,9 | 62,6 | 68,0 |
| Добыча жидкости | тыс.т | 348,5 | 365,6 | 406,6 | 370,2 | 363,3 | 385,4 | 369,9 | 486,7 | 412,0 | 148,2 |
| Накопленная добыча жидкости | тыс.т | 1444,0 | 1501,5 | 1870,5 | 1871,7 | 2233,9 | 2257,0 | 2626,9 | 2743,8 | 3038,9 | 2891,9 |
| Фонд добывающих скважин | ед. | 34 | 34 | 41 | 36 | 46 | 44 | 46 | 47 | 47 | 50 |
| Действующий фонд скважин на конец года | ед. | 34 | 29 | 38 | 30 | 42 | 38 | 41 | 44 | 42 | 41 |
| Ввод новых скважин из бурения | ед. | 5 | 3 | 9 | 1 | 5 | 2 | 3 | 3 | 1 | 2 |
| Из бурения в освоении | ед. | | 4 | | | | | | | | 0 |
| Из бурения ликвидированны | ед. | | 2 | | | | 1 | | | | 0 |
| Ввод из освоения под добычу | ед. | | | | 1 | | 7 | 1 | 1 | | 1 |
| Средний дебит 1 скважины по нефти | т/сут | 13,5 | 18,5 | 13,1 | 14,6 | 10,9 | 15,3 | 12,5 | 15,9 | 11,2 | 14,4 |
| Средний дебит 1 скважины по жидкости | т/сут | 34,2 | 39,5 | 36,4 | 36,3 | 27,8 | 33,9 | 28,4 | 40,9 | 30,2 | 44,8 |
| Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скв. | д.ед. | 0,9 | 0,7 | 0,9 | 0,7 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,7 | 0,9 | 0,7 |
| Коэфф. использования добывающего фонда скв. | д.ед. | 1,0 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 1,2 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,8 |
| Отбор от утвержденных извлекаемых запасов | % | 58,5 | 40,5 | 54,8 | 49,8 | 65,4 | 60,5 | 70,9 | 50,3 | 80,4 | 52,5 |
| Текущий КИН | д.ед. | 0,134 | 0,138 | 0,239 | 0,170 | 0,285 | 0,207 | 0,242 | 0,196 | 0,275 | 0,205 |



3.2.4 Текущее энергетическое состояние залежей

По предоставленным данным Недропользователя, за период 2019-01.05.2024 гг., недропользователем определялись пластовые и забойные давления манометром и расчетным путем при помощи эхометрии в скважинах (см. таблицу 3.2.11). За 2019-05.2023 гг. определения проводились ежеквартально.

В таблице представлены средние значения за год. На дату выполнения данного отчета объекты месторождения разрабатываются на режиме истощения пластовой энергии. Наблюдается наличие активного водонапорного режима залежей.

На I объекте разработки начальное пластовое давление составляет 9,9 МПа. Давление насыщения – 7,33 МПа.

На II объекте разработки начальное пластовое давление составило 10,9 МПа, давления насыщения – 5,71 МПа.

На III объекте разработки начальное пластовое давление было принято 10,2 МПа, давления насыщения – 7,42 МПа.

Таблица 3.2.11 – Месторождение Каратурун Морской. Результаты определения значений забойных и пластовых давлений путем пересчета динамического уровня

| № скв. | 2019 год | | 2020 год | | 2021 год | | 2022 год | | 2023 год | | 2024 год | | 2025 год | |
|--|-----------|----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|----------|
| | Рзаб, МПа | Рпл, МПа | Рзаб, МПа | Рпл, МПа | Рзаб, МПа | Рпл, МПа | Рзаб, МПа | Рпл, МПа | Рзаб, МПа | Рпл, МПа | Рзаб, МПа | Рпл, МПа | Рзаб, МПа | Рпл, МПа |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| I объект, Рнач.пл. – 9,89 МПа, Рнас – 7,33 МПа (горизонт: Ю-I, Ю-II) | | | | | | | | | | | | | | |
| 18 | - | - | 7,8 | - | 7,8 | - | 6,9 | 9 | 5,4 | - | 6,0 | - | - | - |
| Среднее значение | - | - | 7,8 | - | 7,8 | - | 6,9 | 9 | 5,4 | - | 6,0 | - | - | - |
| II объект, Рнач.пл. – 10,9 МПа, Рнас – 5,71 МПа (горизонт: Ю-IV, Ю-V) | | | | | | | | | | | | | | |
| 35 | - | - | 7,5 | - | 7,5 | - | 5,8 | 9,2 | 7,7 | - | 8,1 | | 6,7 | - |
| 36 | - | - | 8,21 | - | 8,21 | - | 7,7 | 9,6 | 7,2 | 8,6 | 7,7 | 8,7 | 3,7 | - |
| 37 | - | - | 8 | - | 8 | - | 4,5 | 8,9 | 4,9 | - | 2,4 | 9,9 | - | - |
| Э-1 | - | - | - | - | - | - | 8,3 | 9,7 | 7,8 | 9,6 | 7,7 | | 7,6 | - |
| Э-4 | - | - | - | - | - | - | 5,4 | 9,1 | 8,1 | - | 4,8 | 10,5 | - | 8,2 |
| Э-5 | - | - | 8,41 | - | 8,41 | - | 5,1 | 9,6 | 5,3 | 8,4 | 7,2 | 11,2 | 7,7 | - |
| Э-6 | - | - | 9,12 | - | 9,12 | - | 8,2 | 9,9 | 8,4 | 10,0 | 8,2 | 8,9 | 7,8 | 9,7 |
| Э-7 | - | - | 8,11 | - | 8,11 | - | 7,6 | 9,2 | 7,8 | 9,8 | 8,3 | | 2,8 | - |
| Э-10 | - | 10,2 | - | - | - | - | 9,4 | 9,7 | - | 7,2 | 8,4 | | 8,4 | 11,6 |
| Э-12 | - | - | 6,69 | - | 6,69 | - | 5,1 | 9,6 | 3,5 | 9,3 | 3,1 | 10,9 | 2,5 | 10,8 |
| Э-13 | - | - | 6,66 | - | 6,66 | - | 4,6 | 9,3 | 4,1 | - | 3,8 | 10,2 | 2,7 | - |
| Э-15 | - | - | 7,19 | - | 7,19 | - | 6,6 | 10,6 | 6,5 | - | 4,5 | 10,2 | 2,5 | 8,5 |
| ЭР-17 | - | - | - | - | - | - | 7,6 | 9,6 | 8,3 | - | 7,3 | 8,3 | 8,6 | - |
| ЭР-18 | - | - | - | - | - | - | 8,5 | 9,8 | 8,7 | - | 8,5 | | 8,3 | - |
| ЭР-19 | - | - | - | - | - | - | 8,5 | 9,6 | 8,2 | - | 7,9 | | 8,4 | - |
| КМ-1 | - | - | - | - | - | - | 9,7 | 9,9 | 8,9 | - | 8,2 | 9 | 8,7 | - |
| 101 | - | - | - | - | - | - | 3,2 | 9,1 | 3,7 | - | 3,2 | 10,8 | 3,4 | - |
| 102 | - | - | - | - | - | - | 6,3 | 10,1 | 8,5 | - | 7,8 | 9 | 8 | - |
| 103 | - | - | - | - | - | - | 7,6 | 9,5 | 8,2 | - | 8,8 | | 7,8 | - |
| 104 | - | - | - | - | - | - | 8,4 | 9,8 | 8,1 | - | 7,8 | | 7,6 | - |
| 108 | - | - | - | - | - | - | - | - | 8,4 | 9,2 | - | 11,2 | - | - |
| 109 | - | - | - | - | - | - | - | - | 3,1 | - | - | - | - | - |

Продолжение таблицы 3.2.11

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|--|---|------|------|---|------|---|------|------|-----|------|------|------|------|------|
| 110 | - | - | - | - | - | - | - | - | 7,4 | - | - | - | - | - |
| 111 | - | - | - | - | - | - | - | - | 8,3 | - | - | - | - | - |
| 112 | - | - | - | - | - | - | 8,9 | 9,8 | 7,7 | - | 7,5 | 9,1 | 7,2 | - |
| 113 | - | - | - | - | - | - | 7,4 | 10,6 | 3,0 | - | 2,7 | 11,1 | 2,6 | - |
| 114 | - | - | - | - | - | - | - | - | 5,0 | - | - | - | - | - |
| 116 | - | - | - | - | - | - | - | - | 7,8 | 9,5 | 4,4 | 9,5 | 6,1 | - |
| 120 | - | - | - | - | - | - | - | - | 7,0 | 9,1 | 7,4 | - | 8,5 | 11 |
| 122 | - | - | - | - | - | - | - | - | 6,4 | - | 7,4 | - | - | - |
| 123 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 10,4 |
| 126 | - | - | - | - | - | - | - | - | 4,5 | 10,6 | - | - | - | - |
| 127 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2,5 | 6,7 | - | - | - | - |
| 128 | - | - | - | - | - | - | - | - | 5,3 | - | - | - | - | - |
| 129 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 6,8 | - | 10,2 | 12,5 |
| 131 | - | - | - | - | - | - | - | - | 3,6 | 10,8 | 5,1 | - | - | - |
| 132 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 7,6 | 10,9 | - | - |
| Среднее значение по II объекту | - | 10,2 | 7,8 | - | 7,8 | - | 7,0 | 9,6 | 6,4 | 9,1 | 6,5 | 10,0 | 6,4 | 10,3 |
| III объект, Р _{нач.пл.} – 10,2 МПа, Р _{нас} – 7,42 МПа (горизонт: Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X) | | | | | | | | | | | | | | |
| 32 | - | - | - | - | 7,89 | - | 4,4 | 9,4 | 4,2 | - | - | 8,3 | 3,9 | - |
| Э-2 | - | - | - | - | 10,8 | - | 8,5 | 10,6 | 9,3 | 10,6 | - | - | 8,6 | - |
| Э-9 | - | - | - | - | - | - | 5,9 | 10,7 | 5,5 | - | 6,2 | 10,2 | 5,6 | - |
| Э-11 | - | - | 11,1 | - | - | - | 7,7 | 10,1 | 7,2 | - | - | 11,6 | 5,1 | - |
| ЭР-16 | - | - | 11,3 | - | - | - | 6 | 10,6 | 6,6 | - | - | - | - | - |
| ЭР-20 | - | - | - | - | - | - | 8,7 | 10,7 | 6,8 | 10,2 | - | 7,2 | 5,5 | - |
| 105 | - | - | - | - | - | - | 5,4 | 10,5 | - | - | - | - | 5,1 | - |
| 106 | - | - | - | - | - | - | 8,3 | 10,9 | 7,7 | 11 | - | - | 10,5 | - |
| 107 | - | - | - | - | - | - | 11,6 | 10,6 | 8,4 | 10,8 | - | 12,5 | 10,1 | - |
| 108 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 10,1 | 12,7 | 9,1 | - |
| 109 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 8,4 | 8,4 | 8,8 | - |
| 110 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 8,8 | 7,5 | 9,2 | - |
| 111 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 8,8 | - | 8,3 | - |
| 114 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 8,2 | - | 7,6 | - |
| 115 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 9,9 | 9,9 | 9,9 | - |
| 118 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 6,5 | 10,4 | 4,2 | - |
| 125 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 12,0 |
| 130 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 9,3 | - | 10,6 | - |
| Среднее значение по III объекту | - | - | - | - | 9,3 | - | 7,4 | 10,5 | 7,0 | 10,7 | 8,5 | 10,0 | 7,6 | 12,0 |

В 2023 г. был проведен 31 замер пластового давления в 18 скважинах, забойного – 377 замеров в 47 скважинах.

В 2024 г. был проведен 53 замер пластового давления в 28 скважинах, забойного – 754 замеров в 48 скважинах.

За период 01.01.2025-01.04.2025 гг. был проведен 16 замеров пластового давления в 9 скважинах, забойного – 220 замеров в 39 скважинах.

В таблице 3.3 представлены данные для построения карт изобар

По результатам замеров пластовых давлений были построены карты изобар по II и III объектам. По I объекту построить карту изобар не представляется возможным, в связи с отсутствием замеров.

Средневзвешенное текущее пластовое давление на II объекте составило 10,6 МПа, что



ниже начального на 0,3 МПа и больше давления насыщения на 4,9 МПа.

Средневзвешенное текущее пластовое давление на III объекте согласно проведенным замерам составило 10,2 МПа, что на уровне начального и больше давления насыщения на 2,78 МПа.

Учитывая, что на месторождении отобрано 75 % от утвержденных извлекаемых запасов нефти и пластовые давления практически на уровне начального, отмечается хорошая поддержка законтурной области (активный водонапорный режим залежей).

Таблица 3.2.12 – Месторождение Каратурун Морской. Результаты значений пластовых давлений приведенные к ВНК для построения карты изобар

| № скважины | Дата исследования | Глубина замера (абс. отм. верх. отг. перф), м | ВНК прив. к плоскости | ρ нефти в пластовых условиях, кг/м ³ | Р пл замеренное, МПа | Р пл прив. к ВНК, МПа |
|---|-------------------|---|-----------------------|---|----------------------|-----------------------|
| II объект, горизонты: Ю-IV, Ю-V | | | | | | |
| Э-4 | 2025 г. | 975,5 | 1029,3 | 857 | 8,2 | 8,7 |
| Э-5 | 2024 г. | 970,9 | 1029,3 | 857 | 11,2 | 11,7 |
| Э-6 | 2025 г. | 994,5 | 1029,3 | 857 | 9,7 | 10,0 |
| Э-10 | 2025 г. | 977,8 | 1029,3 | 857 | 11,6 | 12,0 |
| Э-12 | 2025 г. | 979,6 | 1029,3 | 857 | 10,8 | 11,2 |
| Э-13 | 2024 г. | 1024,8 | 1029,3 | 857 | 10,2 | 10,2 |
| Э-15 | 2025 г. | 1003,4 | 1029,3 | 857 | 8,5 | 8,7 |
| ЭР-17 | 2024 г. | 974 | 1029,3 | 857 | 8,3 | 8,8 |
| КМ-1 | 2024 г. | 999,5 | 1029,3 | 857 | 9 | 9,3 |
| 101 | 2024 г. | 972,8 | 1029,3 | 857 | 10,8 | 11,3 |
| 102 | 2024 г. | 971 | 1029,3 | 857 | 9,0 | 9,5 |
| 112 | 2024 г. | 971 | 1029,3 | 857 | 9,1 | 9,6 |
| 113 | 2024 г. | 1003,2 | 1029,3 | 857 | 11,1 | 11,3 |
| 116 | 2024 г. | 975,3 | 1029,3 | 857 | 9,5 | 10,0 |
| 120 | 2025 г. | 969,5 | 1029,3 | 857 | 11,0 | 11,5 |
| 123 | 2024 г. | 969,5 | 1029,3 | 857 | 10,4 | 10,9 |
| 129 | 2025 г. | 1107,1 | 1029,3 | 857 | 12,5 | 11,8 |
| 131 | 2024 г. | 974 | 1029,3 | 857 | 10,9 | 11,4 |
| 132 | 2024 г. | 886,4 | 1029,3 | 857 | 10,1 | 11,3 |
| Средневзвешенное значение | | | | | | 10,6 |
| III объект, горизонты: Ю-IX, Ю-X | | | | | | |
| 32 | 2024 г. | 1061 | 1167,1 | 848 | 8,3 | 9,2 |
| Э-9 | 2024 г. | 1107 | 1167,1 | 848 | 10,2 | 10,7 |
| Э-11 | 2024 г. | 1038 | 1167,1 | 848 | 11,6 | 12,7 |
| ЭР-20 | 2024 г. | 1104 | 1167,1 | 848 | 7,2 | 7,7 |
| 107 | 2024 г. | 1096,9 | 1167,1 | 848 | 12,5 | 13,1 |
| 108 | 2024 г. | 1102,2 | 1167,1 | 848 | 12,7 | 13,2 |
| 109 | 2024 г. | 974,6 | 1167,1 | 848 | 8,4 | 10,0 |
| 110 | 2024 г. | 974 | 1167,1 | 848 | 8,8 | 10,4 |
| 118 | 2024 г. | 1058,5 | 1167,1 | 848 | 10,4 | 11,3 |
| Средневзвешенное значение | | | | | | 10,2 |

Также на месторождении были проведены 12 замеров забойного давления в

нагнетательной скважине 33, которая находится в ОПИ по закачке воды, предусмотренном в рамках АР 2022 и ДПР 2024 г.

В таблице 3.2.13 представлены замеры забойных давлений в нагнетательной скважине 33.

Таблица 3.2.13 – Замеры забойных давлений в нагнетательной скважине 33

| № скв | Дата исследования | Вид исследования | Горизонт | Рзаб, МПа |
|--|-------------------|------------------|----------|-----------|
| 33 | 31.01.2023 | замер | Ю-VII | 20,0 |
| | 28.02.2023 | замер | Ю-VII | 19,7 |
| | 31.03.2023 | замер | Ю-VII | 20,2 |
| | 30.04.2023 | замер | Ю-VII | 20,2 |
| | 31.05.2023 | замер | Ю-VII | 17,7 |
| | 30.06.2023 | замер | Ю-VII | 17,7 |
| | 31.07.2023 | замер | Ю-VII | 17,7 |
| | 31.08.2023 | замер | Ю-VII | 18,1 |
| | 30.09.2023 | замер | Ю-VII | 16,4 |
| | 31.10.2023 | замер | Ю-VII | 16,0 |
| | 30.11.2023 | замер | Ю-VII | 15,4 |
| | 31.12.2023 | замер | Ю-VII | 17,3 |
| Среднее значение забойного давления по скважине №33, горизонта Ю-VII | | | | 18,03 |

3.2.5 Анализ выработки запасов углеводородов

По состоянию на 01.04.2025 г. на месторождении Каратурун Морской извлечено 1213,4 тыс.т нефти. Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти составил 52,5 %, среднее значение обводненности нефти – 68 %. Текущий коэффициент извлечения нефти составил 0,205 д.ед. при утвержденном конечном КИН, равном 0,390 д.ед.

Начальные балансовые запасы нефти категории В+С₁ в целом по месторождению составляют 5972 тыс.т, извлекаемые – 2327 тыс.т.

Согласно «Дополнению к Проекту разработки...» [3] было выделено три объекта разработки:

- I объект (Ю-I и Ю-II горизонты)
- II объект (Ю-IV и Ю-V горизонты)
- III объект (Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X горизонты)

В таблице 3.2.14 приведены сведения о выработке запасов нефти по залежам и в целом по месторождению.

Таблица 3.2.14 – Сведения о выработке запасов нефти по месторождению Каратурун Морской в целом и по объектам разработки по состоянию на 01.04.2025 г.

| Показатели | I | II | III | В целом по месторождению |
|--|--------|--------|--------|--------------------------|
| | объект | объект | объект | |
| Утвержденный КИН, д. ед. | 0,168 | 0,453 | 0,344 | 0,390 |
| Текущий КИН, д. ед. | 0,055 | 0,273 | 0,126 | 0,205 |
| Накопленная добыча нефти, тыс. т | 34 | 956 | 231 | 1222 |
| Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, % | 32,5 | 60,2 | 36,6 | 52,5 |
| Нач. балансовые запасы, тыс. т | 628 | 3504 | 1840 | 5972 |
| Нач. извлекаемые запасы, тыс. т | 106 | 1588 | 633 | 2327 |
| Остаточные балансовые запасы, тыс. т | 594 | 2548 | 1609 | 4750 |
| Остаточные извлекаемые запасы, тыс. т | 72 | 632 | 402 | 1105 |

Как видно из таблицы 3.2.14, основные геологические и извлекаемые запасы (58,7 % и 68,2 %) сосредоточены на II объекте разработки, остальные приходятся на I (10,5 % и 4,6 %) и III (30,8 % и 27,2 %) объекты разработки.

Для определения количества вовлеченных извлекаемых запасов нефти были проанализированы характеристики вытеснения, построенные по методикам Пирвердяна А.М, Сипачева Н.В.-Посевича А.Г., Назарова С.Н.-Сипачева Н.В., Сазонова Б.Ф., Максимова М.И., которые описывают прямую зависимость роста водонефтяного фактора от роста добычи воды, с ростом обводненности добываемой продукции. Чем выше накопленный водонефтяной фактор и стабильнее и равномернее ведется разработка изучаемого объекта, тем актуальнее применение данных методов.

Методы основаны на промысловых данных, учитывающих закономерность изменения основных технологических показателей, и позволяют определить извлекаемые

запасы при существующем режиме эксплуатации залежей экстраполяцией до предельной рентабельной обводненности добываемой жидкости. Исходя из текущего состояния разработки, вовлеченные запасы нефти представлены до предельной обводненности жидкости 98 %.

Оценка потенциально извлекаемых запасов с привлечением характеристик вытеснения были приведены по всем объектам разработки.

Значения вовлеченных запасов нефти, полученные по данным методикам, по I и II объекту разработки представлены в таблице 3.2.15.

Таблица 3.2.15 – Месторождение Каратурун Морской. Определение вовлеченных запасов нефти по объектам.

| Объект | Методы | | | | | | | | | |
|--------|---------------------------|----------------|---------------------------|----------------|---------------------------|----------------|---------------------------|----------------|---------------------------|----------------|
| | Пирвердян | | Сазонов | | Максимов | | Назаров - Сипачев | | Сипачева-Посевич | |
| | Q _{вов.} , тыс.т | R ² | Q _{вов.} , тыс.т | R ² | Q _{вов.} , тыс.т | R ² | Q _{вов.} , тыс.т | R ² | Q _{вов.} , тыс.т | R ² |
| I | 41,3 | 0,95 | 68,0 | 0,96 | 80,6 | 0,96 | -102,7 | 0,72 | -278,6 | 0,74 |
| II | 1428,4 | 0,98 | 1683,5 | 0,94 | 1684,9 | 0,89 | 2831,8 | 0,54 | 2672,5 | 0,55 |
| III | 308,1 | 1,00 | 434,8 | 0,99 | 440,0 | 0,98 | 384,8 | 0,97 | 630,5 | 0,96 |

Как видно из таблицы 3.2.15, величины вовлеченных запасов нефти, определенные по методикам Пирвердяна А.М., Сазонова Б.Ф. и Максимова М.И., изменяются:

- на I объекте разработки от 41,3 тыс.т до 80,6 тыс.т. По методике Назарова С. Н.–Сипачева Н.В., Сипачева Н.В.–Посевича А.Г., была отбракована в связи с отрицательными значениями вовлеченных запасов.
- на II объекте разработки от 1428,4 тыс.т до 1684,9 тыс.т. По методике Назарова С. Н.–Сипачева Н.В., Сипачева Н.В.–Посевича А.Г., была отбракована в связи с завышенными значениями вовлеченных запасов.

На III объекте разработки величина вовлеченных запасов по различным методикам изменяется в пределах от 308,1 тыс.т до 630,5 тыс.т.

По всем графикам были экстраполированы вовлеченные запасы нефти до 98 % обводненности. Хотелось бы отметить, что точность определения вовлеченных запасов зависит от степени обводненности месторождения (чем выше обводненность, тем точнее значения вовлеченных запасов)

Как видно из таблицы 3.2.15 по I объекту накопленная добыча нефти составила 30,5 тыс.т, что больше начальных утвержденных извлекаемых запасов нефти (26 тыс.т). Исходя из того, что продуктивность объекта достаточно высокая (средний дебит нефти за 2024 г. составило 13,3 т/сут) было проведено определение вовлеченных запасов нефти по данному объекту. Согласно методикам видно, что вовлеченные запасы выше, чем извлекаемые, что

говорит о перспективе разработки данного объекта в дальнейшем. Наиболее приближенной значение вовлеченных запасов нефти к фактическим извлекаемым по методике Пирвердяна.

По II объекту наиболее приближенное значение вовлеченных запасов нефти к фактическим извлекаемым запасам по методике Пирвердяна, что также говорит о перспективе разработки, при существующей системе разработки.

По III объекту наиболее приближенное значение вовлеченных запасов нефти к фактическим извлекаемым запасам по методике Максимова. По причине незначительной истории разработки точность определения вовлеченных запасов может иметь погрешность по данному объекту.

Графики характеристик вытеснения по I, II и III объекту разработки представлены на рисунках 3.2.5-3.2.10.

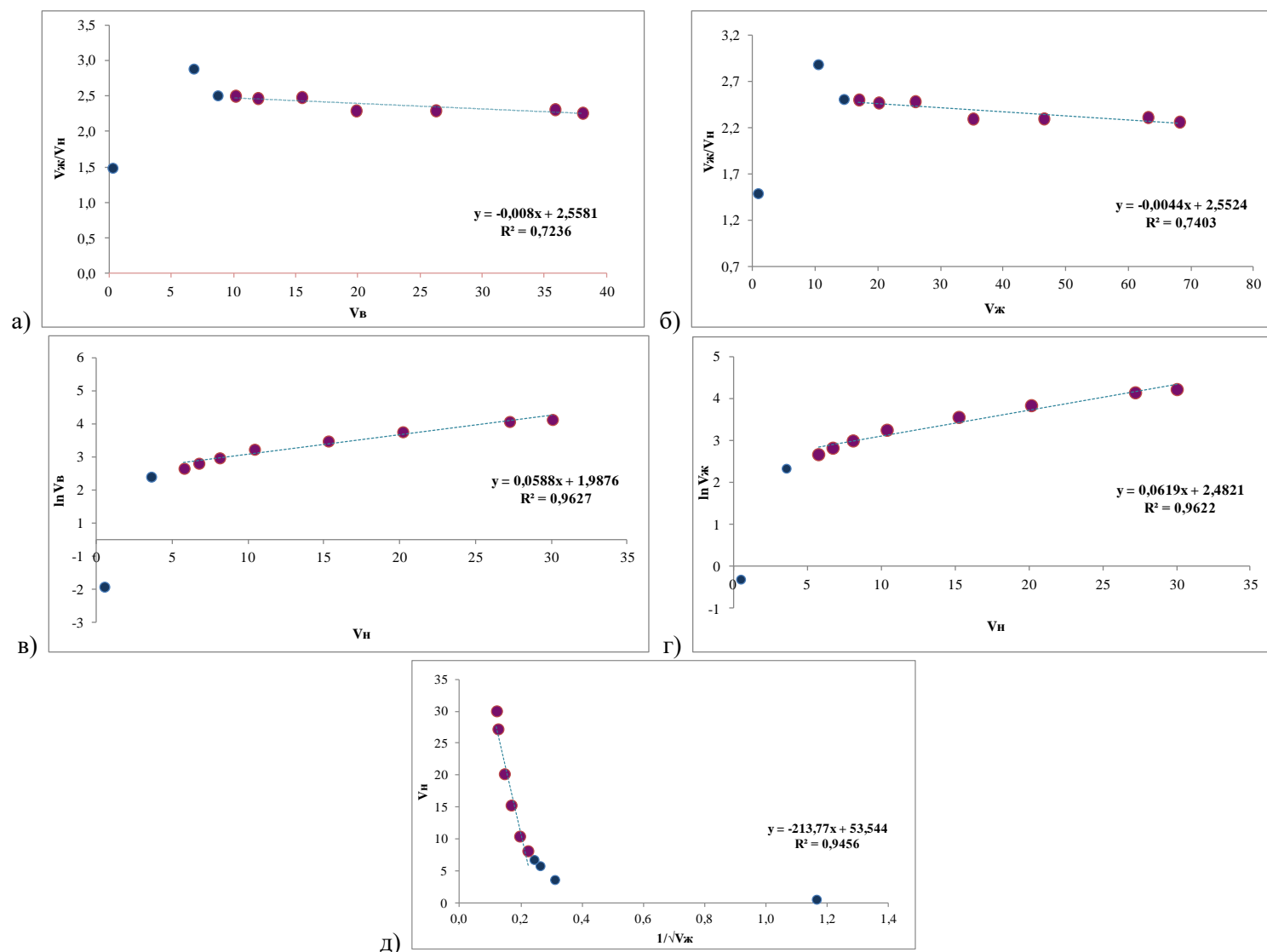


Рисунок 3.2.5 – Месторождение Каратурун Морской. I объект разработки. Характеристика вытеснения нефти по методикам: а) Назарова С.Н.-Сипачева Н.В.; б) Сипачева Н.В.-Посевича А.Г.; в) Максимова М.И.; г) Сазонова Б.Ф.; д) Пирвердяна А.М.

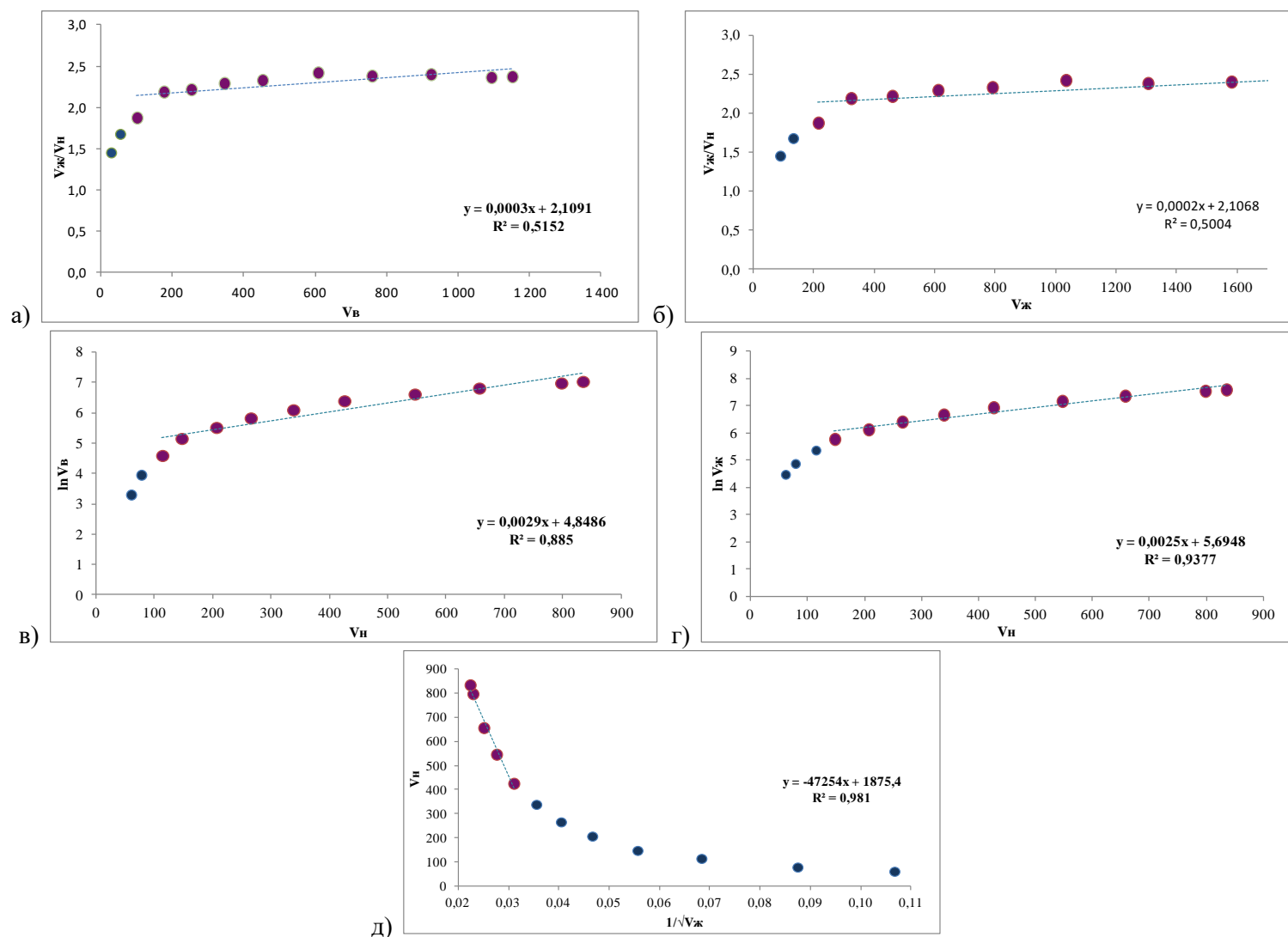


Рисунок 3.2.6 – Месторождение Каратурун Морской. II объект разработки. Характеристика вытеснения нефти по методикам: а) Назарова С.Н.-Сипачева Н.В.; б) Сипачева Н.В.-Посевича А.Г.; в) Максимова М.И.; г) Сазонова Б.Ф.; д) Пирвердяна А.М.

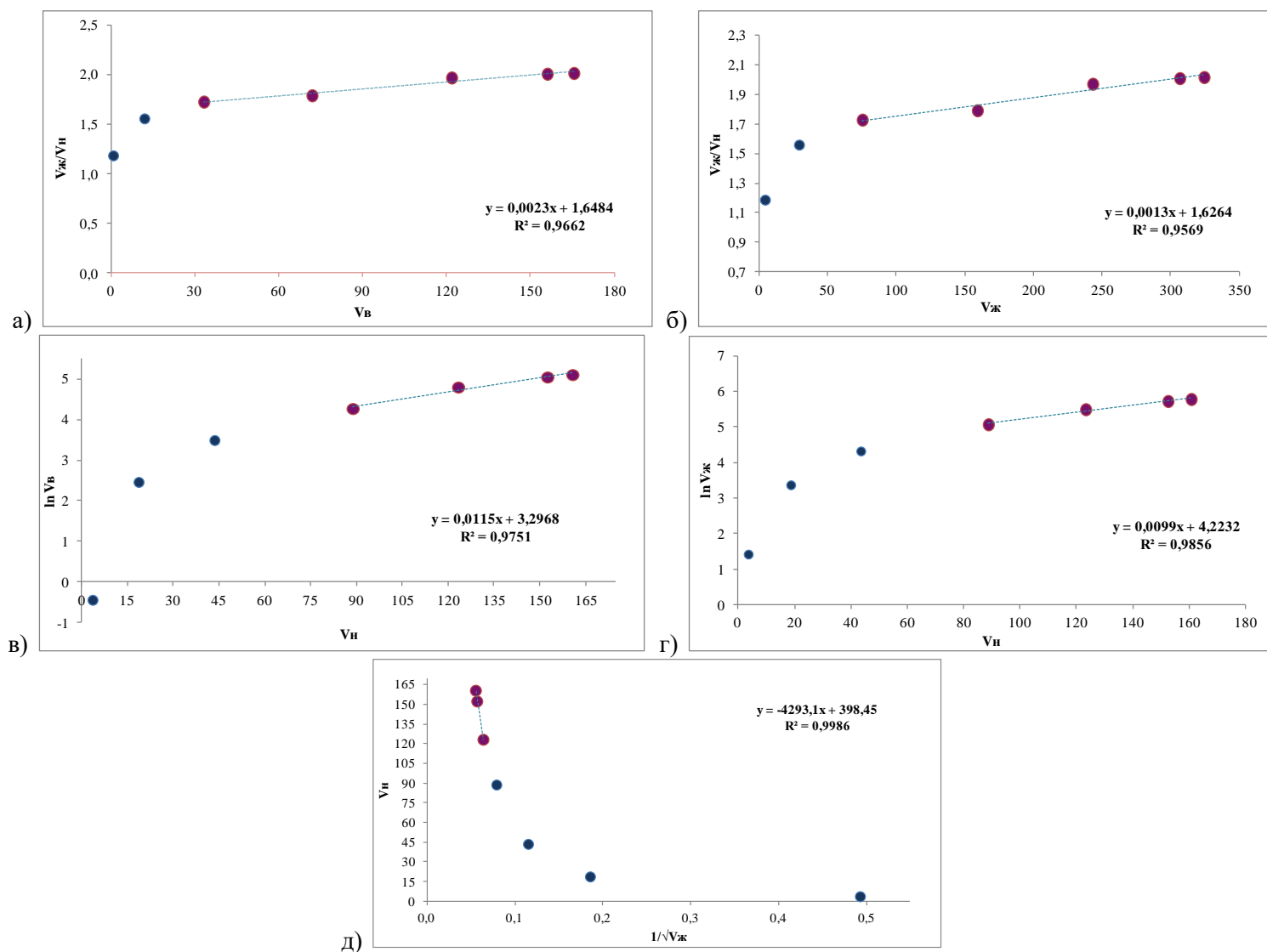


Рисунок 3.2.7 – Месторождение Каратурун Морской. III объект разработки. Характеристика вытеснения нефти по методикам: а) Назарова С.Н.-Сипачева Н.В.; б) Сипачева Н.В.-Посевича А.Г.; в) Максимова М.И.; г) Сазонова Б.Ф.; д) Пирвердяна А.М.

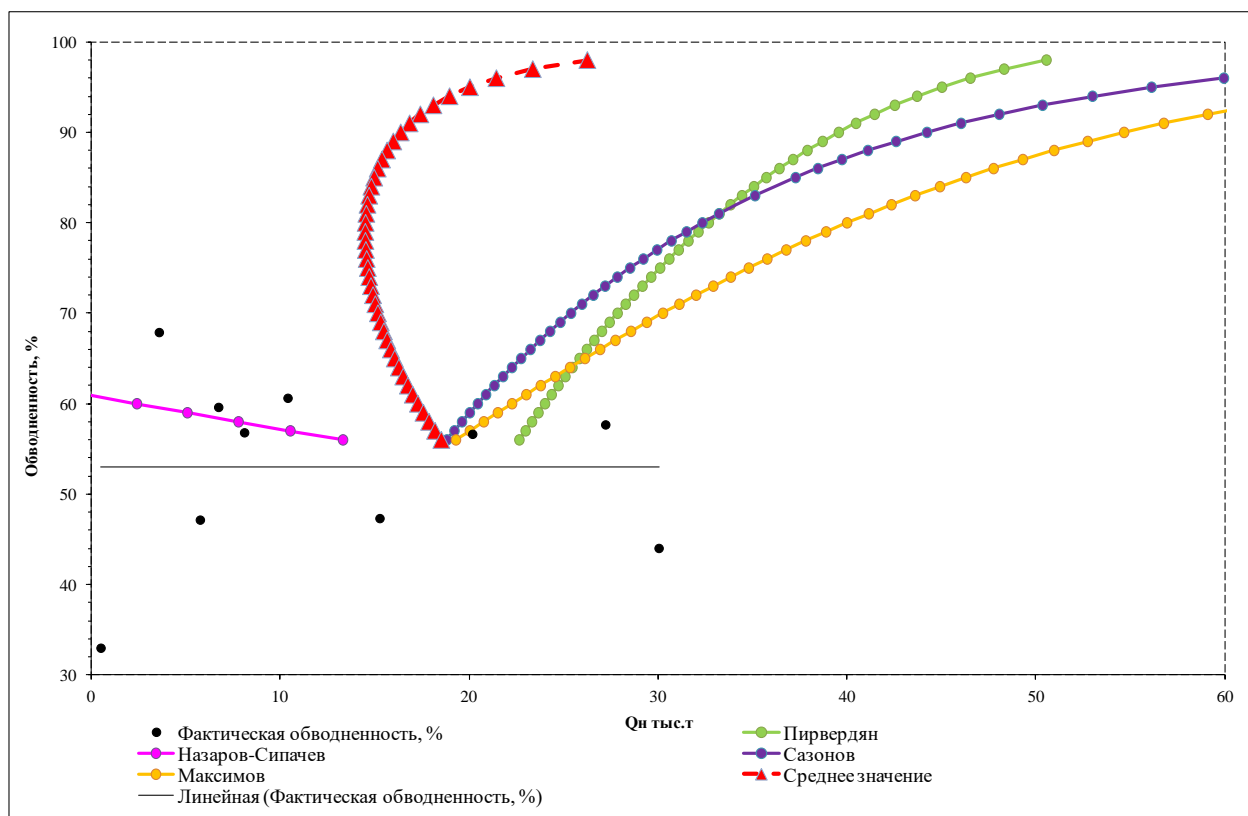


Рисунок 3.2.8 – Месторождение Каратурун Морской. I объект разработки. Характеристика вытеснения нефти по всем методикам и средние значения.

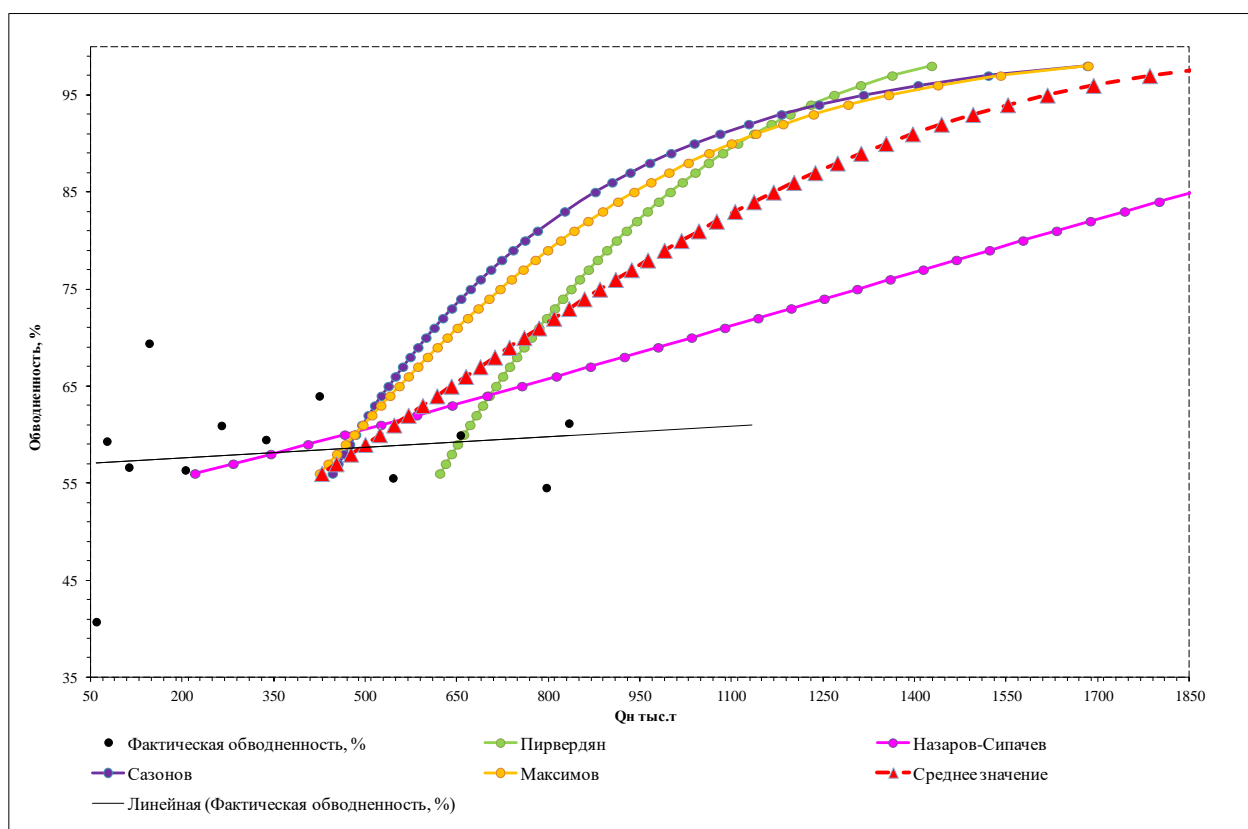


Рисунок 3.2.9 – Месторождение Каратурун Морской. II объект разработки. Характеристика вытеснения нефти по всем методикам и средние значения.

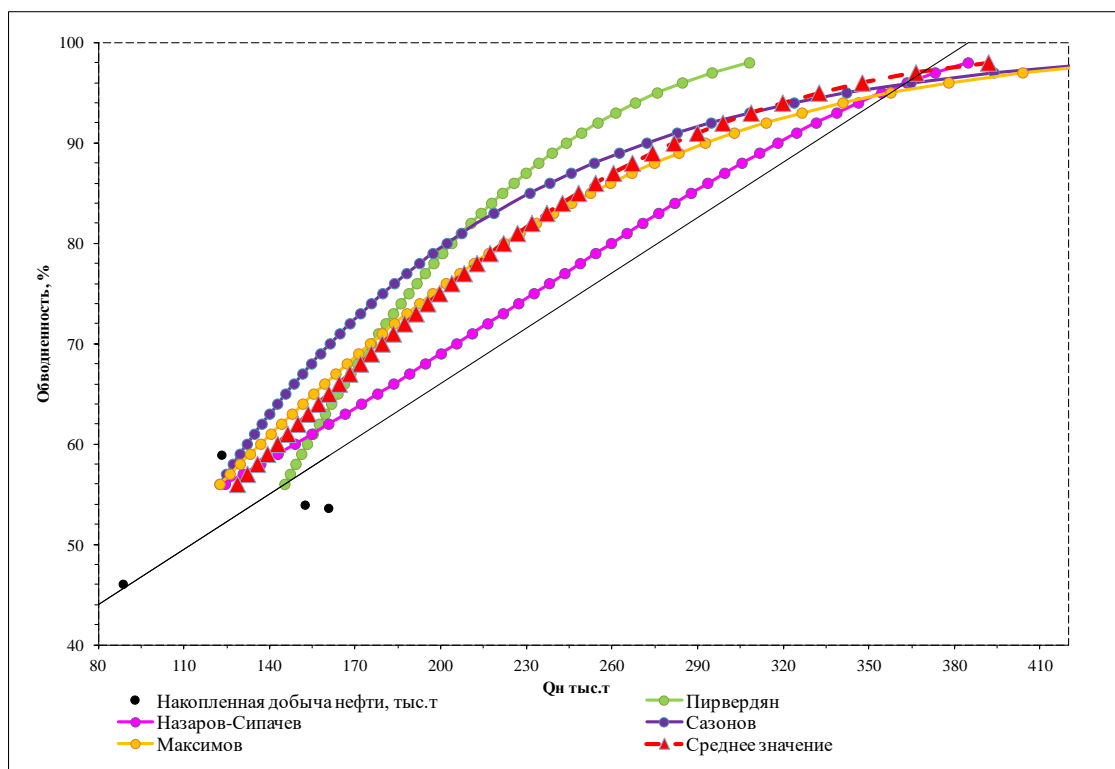


Рисунок 3.2.10 – Месторождение Каратурун Морской. III объект разработки. Характеристика вытеснения нефти по всем методикам и средние значения.

Величины вовлеченных запасов нефти, определенные по методикам Пирвердяна А.М., Сазонова Б.Ф. и Максимова М.И., изменяются:

- на I объекте разработки от 41,3 тыс.т до 80,6 тыс.т. По методике по Назарова С. Н.–Сипачева Н.В., Сипачева Н.В.–Посевича А.Г., была отбракована в связи с отрицательными значениями вовлеченных запасов.
- на II объекте разработки от 1428,4 тыс.т до 1684,9 тыс.т. По методике по Назарова С. Н.–Сипачева Н.В., Сипачева Н.В.–Посевича А.Г., была отбракована в связи с завышенными значениями вовлеченных запасов.

На III объекте разработки величина вовлеченных запасов по различным методикам изменяется в пределах от 308,1 тыс.т до 630,5 тыс.т.

По II объекту наиболее приближенной к фактическим данным зависимость накопленной добычи нефти по методике Пирвердяна (1428,4 тыс.т). По III объекту наиболее приближенной к фактическим данным зависимость накопленной добычи нефти по методике Максимова (440,0 тыс.т).

По I объекту накопленная добыча нефти составила 30,0 тыс.т, что больше начальных утвержденных извлекаемых запасов нефти (26 тыс.т) на 4 тыс.т. Учитывая этот факт, решено было провести определение величины вовлеченных запасов нефти по данному объекту. Наиболее приближенной по вероятности оказалась методика Максимова (80,6 тыс.т).

3.2.6 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Промышленная разработка месторождения Каратурун Морской началась в 2013 г. согласно проекту «Технологическая схема разработки месторождения Каратурун Морской».

Текущее пластовое давление и пластовое давление по годам на уровне начального пластового. Согласно карте изобар на 01.04.2025 г. по II объекту составляет 10,6 МПа (начальное 10,9 МПа), по III объекту – 10,2 МПа (начальное 10,2 МПа). По I объекту построить карту изобар не представляется возможным в связи с отсутствием замеров.

Как видно из раздела 3.2.2 за период разработки наблюдается превышение в 2021, 2023-2024 гг. фактических значений добычи нефти, жидкости, газа от проектных.

Основная причина превышения фактических показателей от проектных связана с увеличением дебита нефти (в 2021 г. – на 27 %, в 2022 г. – на 10 %, в 2023 г. – на 29 %, в 2024 г. – на 21 %) и жидкости (в 2021 г. – на 13 %, в 2022 г. – на уровне, в 2023 г. – на 18 %, в 2024 г. – на 31 %). По состоянию на 01.04.2025 г. в целом можно отметить, что существующая система позволила отобрать 52,2 % от НИЗ за 12 лет промышленной разработки.

Скважины месторождения обводнены и для снижения обводненности и увеличения дебитов нефти проводятся ремонтно-изоляционные работы (РИР).

Рекомендации:

1. Необходимо проводить контроль за пластовым и забойными давлениями, так как забойные давления практически на уровне давления насыщения, что приведет к разгазированию нефти.
2. Рекомендуется соблюдать оптимальный технологический режим скважин, чтобы не допустить снижение дебита нефти и высокую обводненность скважин.
3. Необходимо проводить исследования по определению источников обводненности скважин и по результатам проводить РИР.

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

Технологические показатели разработки месторождения зависят от фильтрационно-ёмкостных характеристик пласта, технологии и системы воздействия на залежь нефти. Полученная в результате эксплуатационного бурения информация о геологическом строении залежей позволяет использовать модель послойного и зонально-неоднородного по продуктивности пласта.

В основу расчётной модели, принятой для прогноза показателей разработки, положена схема слоисто – и зонально-неоднородного пласта-коллектора с зонально прерывистыми нефтенасыщенными слоями и прослоями.

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, такие как двухфазность потока, различие вязкостей нефти и вытесняющего агента, начальное положение ВНК. С учётом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Для совокупности элементов залежи использованы формулы динамики основных технологических показателей.

Для построения расчётной модели, прогноза технологических показателей и коэффициента извлечения нефти (КИН) были использованы данные о геологических запасах нефти.

Расчётные параметры определяли, исходя из фактических данных опробования и эксплуатации скважин с использованием имеющейся информации о геолого-физической и гидродинамической характеристике продуктивных пластов.

В расчёт заложено фактическое значение коэффициента продуктивности, полученного при промышленной разработке месторождения Каратурун Морской.

Также учитывались данные о физических свойствах пластовых нефти, газа, воды и вытесняющих агентов.

3.3.1 Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки

Идентификация параметров моделей производилась по результатам предыдущего периода разработки объектов эксплуатации. При этом параметр $Q_o(t)$ – фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти – определяется по графику зависимости текущих годовых отборов $q(t)$ от накопленных отборов нефти на середину года $Q_1(t)$ с учетом известного общего числа, введенных в работу скважин $n_o(t)$. Параметр $q_o(t)$ – фактический амплитудный дебит объекта при известном $Q_o(t)$, определяется по формуле:

$$q_o(t) = \frac{q(t)}{1 - Q_D(t)/Q_o(t)} \quad (1);$$

Определение параметра $Q_{fo}(t)$ – фактически введенных в разработку начальных извлекаемых объемов жидкости, производилось при известных $q_o(t), q_f(t), Q_{FD}(t)$ по формуле

$$Q_{fo}(t) = \frac{Q_{FD}(t)}{1 - q_f(t)/q_o(t)} \quad (2);$$

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

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

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

Продуктивный разрез месторождения Каратурун Морской характеризуется многопластовым строением с различными характерами насыщающих их флюидами, что обуславливает определенный подход к выделению эксплуатационных объектов на основе анализа геолого-геофизической характеристики продуктивного разреза и с учетом технических и технологических возможностей их разработки.

Действующим проектным документом на промышленную разработку месторождения Каратурун Морской является «Дополнение к Проекту разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2023 г.».

На дату составления отчета были установлены 10 продуктивных горизонтов (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX и X).

Геологические запасы нефти по категории C_1 подсчитаны по Ю-I-A, Ю-II-A, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX и Ю-X горизонтам. По горизонтам Ю-IV и Ю-V также имеются запасы по категории B.

Нефтяные залежи горизонта полностью Ю-I-B, Ю-I-V, и газовая залежь горизонта Ю-III-A с нефтяной оторочкой оценены по категории C_2 .

Горизонты Ю-I и Ю-II I объекта рекомендуется выделить как возвратный объект, так как эти горизонты являются вышележащими на месторождении и имеют незначительные запасы и толщины. Соответственно бурение скважин не рекомендуется. Рекомендуются переводы с нижележащих горизонтов.

Согласно ПЗ 2025 г. продуктивная залежь Ю-VI, запасы которой были переведены из категории C_2 в категорию C_1 имеет незначительные извлекаемые запасы по категории C_1 и составляют 23 тыс.т. По физико-химическим свойствам и геолого-физическим характеристикам была принята по аналогии с горизонтами Ю-IV и Ю-V. Также в скважине 123 по горизонту Ю-VI был проведен замер пластового давления, которое составило 10,5 МПа, что также на уровне значений начального пластового давления горизонтов Ю-IV и Ю-V.



Исходные геолого-физические характеристики II и III объектов практически одинаковые, что также в принципе дает возможность объединения в единый объект, но учитывая большое количество горизонтов объединять, не рекомендуется в связи с тем, что перфорация всех горизонтов приведет к осложнению за контролем за разработкой. Поэтому следует оставить горизонты данных объектов как и ранее.

В связи с этим предлагается Ю-VI приурочить к нефтяным залежам горизонтов Ю-IV и Ю-V и объединить в один II объект разработки.

Исходя из вышеизложенного, можно выделить следующие объекты разработки:

- I объект (возвратный) (Ю-I и Ю-II горизонты);
- II объект (Ю-IV, Ю-V и Ю-VI горизонты);
- III объект (Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X горизонты).

Исходные геолого-физические характеристики выделенных эксплуатационных объектов приняты на основании анализа имеющегося геолого-промыслового материала, полученного за период промышленной разработки месторождения Каратурун Морской (2013-01.04.2025 гг.) и представлены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики выделенных эксплуатационных объектов

| Параметры | Ед. | I объект (возвратный) | | | II объект | | | | | III объект | | | | | |
|--|--------------------|-----------------------|--------------------|------------------------------------|--------------------|----------------|--------------------|----------------|------------------------------------|----------------|--------------------|--------------------|--------------------|----------------|------------------------------------|
| | изм. | Ю-I | Ю-II | Среднее значение/ всего запасов | Ю-IV | Ю-V | Ю-VI-A | Ю-VI-B | Среднее значение/ всего запасов | Ю-VII-A | Ю-VIII-A | Ю-VIII-B | Ю-IX | Ю-X | Среднее значение/ всего запасов |
| Средняя глубина залегания | м | 887 | 924 | 905,5 | 961,5 | 1005,5 | 1021 | 1029 | 1004,3 | 1037 | 1070 | 1083 | 1107,5 | 1147 | 1088,9 |
| Тип залежи | | Линзо-образная | Пластовая сводовая | | Пластовая сводовая | Водо-плавающая | Пластовая сводовая | Водо-плавающая | | Водо-плавающая | Пластовая сводовая | Пластовая сводовая | Пластовая сводовая | Водо-плавающая | |
| Тип коллектора | | поровый | поровый | | поровый | поровый | поровый | поровый | | поровый | поровый | поровый | поровый | поровый | |
| Площадь нефтеносности | тыс.м ² | 535 | 2266 | | 2340 | 3623 | 653 | 1094 | | 682 | 1407 | 339 | 1653 | 896 | |
| Средняя общая толщина | м | 3,4 | 6,6 | 5,0 | 9,5 | 20,2 | 2,8 | 4,5 | 9,3 | 7,7 | 11,8 | 11 | 9,5 | 13,4 | 10,7 |
| Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина | м | 2,1 | 2,8 | 2,5 | 3,3 | 5,6 | 1,7 | 1,7 | 3,1 | 2,1 | 2,8 | 3 | 4,5 | 7,2 | 3,9 |
| Средняя эффективная газонасыщенная толщина | м | | 1,7 | 1,7 | | | | | | | | | | | |
| Средняя пористость | д.ед. | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,25 | 0,28 | 0,27 | 0,25 | 0,26 | 0,28 | 0,25 | 0,26 | 0,26 | 0,27 | 0,3 |
| Коэффициент нефтенасыщенности | д.ед. | 0,58 | 0,61 | 0,60 | 0,65 | 0,67 | 0,57 | 0,54 | 0,61 | 0,52 | 0,53 | 0,5 | 0,54 | 0,62 | 0,5 |
| Средняя проницаемость по керну*10 ⁻³ | мкм ² | 178,6 | 1768,7 | 973,7 | 1790,2 | 735,3 | 129,2 | 129,2 | 696,0 | - | 1037,1 | 1037,1 | 423,6 | - | 832,6 |
| Коэффициент песчанистости по горизонту | д.ед. | 0,35 | 0,67 | 0,5 | 0,48 | 0,43 | 0,44 | 0,55 | 0,5 | 0,61 | 0,5 | 0,27 | 0,49 | 0,74 | 0,52 |
| Коэффициент расчлененности по горизонту | д.ед. | 2 | 1,7 | 1,9 | 2,5 | 4,8 | 1,4 | 2,2 | 2,7 | 2 | 3,9 | 3,5 | 2,6 | 3,3 | 3,1 |
| Пластовая температура | °С | 40,5 | 41,3 | 40,9 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39,0 | 42,4 | 42,4 | 42,4 | 42,4 | 42,4 | 42,4 |
| Начальное пластовое давление | МПа | 9,76 | 10,02 | 9,9 | 10,9 | 10,9 | 10,5 | 10,5 | 10,7 | 10,2 | 10,2 | 10,2 | 10,2 | 10,2 | 10,2 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях | мПа*с | 17,2 | 15,4 | 16,3 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 7,14 | 7,14 | 7,14 | 7,14 | 7,14 | 7,1 |
| Плотность нефти в пластовых условиях | т/м ³ | 0,849 | 0,846 | 0,8 | 0,839 | 0,839 | 0,839 | 0,839 | 0,839 | 0,853 | 0,853 | 0,853 | 0,853 | 0,853 | 0,9 |
| Плотность нефти в поверхностных условиях | т/м ³ | 0,907 | 0,903 | 0,9 | 0,892 | 0,892 | 0,892 | 0,892 | 0,892 | 0,88 | 0,88 | 0,88 | 0,88 | 0,88 | 0,9 |
| Объемный коэффициент нефти | д.ед. | 1,13 | 1,12 | 1,1 | 1,087 | 1,087 | 1,087 | 1,087 | 1,087 | 1,066 | 1,066 | 1,066 | 1,066 | 1,066 | 1,1 |
| Давление насыщения нефти газом | МПа | 7,33 | 7,33 | 7,3 | 5,71 | 5,71 | 5,71 | 5,71 | 5,71 | 7,42 | 7,42 | 7,42 | 7,42 | 7,42 | 7,4 |
| Газосодержание нефти | м ³ /т | 28 | 27,1 | 27,6 | 36,15 | 36,15 | 36,15 | 36,15 | 36,2 | 30,18 | 30,18 | 30,18 | 30,18 | 30,18 | 30,2 |
| Вязкость воды в пластовых условиях | мПа*с | 0,899 | 0,899 | 0,9 | 0,895 | 0,898 | 0,898 | 0,898 | 0,897 | | | | | | |
| Плотность воды в пластовых условиях | г/см ³ | 1,115 | 1,115 | 1,1 | 1,119 | 1,116 | 1,116 | 1,116 | 1,117 | | | | | | |
| Начальные геол. запасы нефти по категории В+С ₁ | тыс. т | 98 | 530 | 628 | 1018 | 2356 | 81 | 49 | 3504 | 94 | 352 | 85 | 749 | 560 | 1840 |



3.4.2 Обоснование расчётных вариантов разработки и их исходные характеристики

Действующим проектным документом является «Дополнение к Проекту разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2023 г.» (Протокол №47/12 от 25.01.24).

После выполнения ДПР 2024 г. был выполнен АР 2024 г., где было предусмотрено бурение оставшихся 4 скважин, 1 из которых резервная предусмотренная в рамках АР 2024 г..

В настоящее время все запроектированные скважины были пробурены.

В настоящей работе рассмотрены 2 варианта разработки, отличающиеся между собой плотностью сетки скважин.

Таким образом, ниже приведено подробное описание рассмотренных в рамках настоящего проектного документа вариантов разработки месторождения Каратурун Морской.

Для I объекта (возвратный) разработки предусмотрен один вариант, для II объекта – 3 варианта и III объекта – 2 варианта.

Основные положения:

1 вариант (ДПР 2024 г., базовый) – разработка залежей на режиме истощения с учетом фактического состояния разработки, плюс переводы скважин с объекта на объект и ввод скважин в эксплуатацию:

- для эксплуатации I (возвратный) объекта разработки (горизонты Ю-I+II) – предусмотрен вывод 1 скважины (1) из бездействия и перевод 2 (132, 133) оценочных скважин под добычу в 2027 г., перевод 1 (125) добывающей скважины со II объекта под добычу и перевод 1 (121) добывающей скважины с III объекта в 2030 г. Фонд добывающих скважин составит 5 ед.;

- для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV, Ю-V, Ю-IV) – бурение не предусмотрено, перевод 4 (Э-9, 106, 107, 130) добывающих скважин с III объекта после отработки на нефть в 2034-2035 гг., фонд добывающих скважин составит 34 ед.;

- для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VII+Ю-VIII+IX+X) – бурение скважин не предусмотрено. Предусмотрен перевод 11 (Э-10, Э-14, Э-15, Э-17, ЭР-18, ЭР-19, 101, 102, 103, 104, 116 со II объект в 2029-2032 гг., фонд добывающих скважин составит 30 ед.

2 вариант – разработка залежей на режиме истощения с учетом фактического состояния разработки, плюс предусмотрено бурение, переводы скважин с объекта на объект и ввод скважин в эксплуатацию:



- I объект (возвратный) аналогичен варианту 1.

- для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV, Ю-V, Ю-IV) – предусмотрено бурение 5 проектных скважин, в 2026 г. – 4 скважины, в 2027 г. – 1 скважина, перевод 4 (Э-9, 106, 107, 130) добывающих скважин с III объекта после отработки на нефть в 2034-2035 гг., фонд добывающих скважин составит 43 ед.;

- для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VII+Ю-VIII+IX+X) – предусмотрено бурение 3 проектных скважин, в 2027 г. – 3 скважины. Предусмотрен перевод 11 (Э-10, Э-14, Э-15, Э-17, ЭР-18, ЭР-19, 101, 102, 103, 104, 116 со II объект в 2029-2032 гг., фонд добывающих скважин составит 33 ед.

3 вариант (рекомендуемый) – разработка залежей на режиме истощения с учетом фактического состояния разработки, плюс предусмотрено бурение, переводы скважин с объекта на объект и ввод скважин в эксплуатацию:

- I объект (возвратный) аналогичен варианту 1.

- для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV, Ю-V, Ю-IV) – предусмотрено бурение 7 проектных скважин, в 2026 г. – 4 скважины, в 2027 г. – 3 скважины, перевод 4 (Э-9, 106, 107, 130) добывающих скважин с III объекта после отработки на нефть в 2034-2035 гг., фонд добывающих скважин составит 45 ед.;

- для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VII+Ю-VIII+IX+X) – предусмотрено бурение 3 проектных скважин, в 2027 г. – 3 скважины. Предусмотрен перевод 11 (Э-10, Э-14, Э-15, Э-17, ЭР-18, ЭР-19, 101, 102, 103, 104, 116 со II объект в 2029-2032 гг., фонд добывающих скважин составит 33 ед.

Также предусмотрено бурение 5 резервных скважин (145, 146, 147, 148, 149) в случае успешности бурения проектных скважин III объекта.

Дебиты по новым скважинам рекомендуется принять по результатам работы новых скважин за первые 3 месяца работы с учетом коэффициента надежности 25 %: для I объекта 33,8 т/сут; для II объекта – 7,2 т/сут; для III объекта – 26 т/сут, по переводящимся в с учетом коэффициента надежности 50 % – 12 т/сут, учитывая низкие нефтенасыщенные толщины и возможную выработанность близлежащими скважинами.

В 2026 г. планируется провести РИР по всем обводненным скважинам, в связи с резким ростом обводненности.

Следует отметить, что по I объекту оценочная скважина 133 была запущена с дебитом нефти 102,2 т/сут и обводненностью 6,9 %. Затем через два месяца работа скважины стабилизировалась и наблюдается снижение дебита нефти до 33,8 т/сут и рост обводненности до 65 %.

В таблице 3.4.2 представлены средние дебиты новых скважин за первые 3 месяца работы.



В таблице 3.4.3 представлены основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки

Таблица 3.4.2 Принятые дебиты нефти новых скважин за первые 3 месяца работы

| Объект | №скв | Дебит нефти т/сут |
|------------------|------|-------------------|
| I объект | 133 | 33,8 |
| Среднее значение | | 33,8 |
| II объект | 112 | 12 |
| | 113 | 5,5 |
| | 123 | 8,5 |
| | 129 | 4,2 |
| | 125 | 5,8 |
| Среднее значение | | 7,2 |
| III объект | 108 | 34,4 |
| | 109 | 15,3 |
| | 110 | 41 |
| | 111 | 32,9 |
| | 113 | 13,5 |
| | 114 | 31 |
| | 115 | 15 |
| | 116 | 11,5 |
| | 130 | 27,8 |
| | 121 | 29 |
| | 134 | 34,1 |
| Среднее значение | | 26,0 |

Таблица 3.4.3 – Месторождение Каратурун Морской. Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки

| Характеристики | I объект(возвратный) (газонефтяная залежь Ю-I-A, Ю-II-A) | II объект (нефтяная залежь Ю-IV, Ю-V, Ю-VI) | | | III объект (нефтяная залежь Ю-VII Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X) | |
|--|---|---|------------------|------------------|--|------------------|
| | варианты разработки | | | | | |
| | 1, 2 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2,3 |
| Режим разработки | упруго газо-водонапорный | упруго-водонапорный режим | | | упруго-водонапорный режим | |
| Система размещения скважин | | площадная | площадная | площадная | площадная | площадная |
| Расстояние между скв. | - | 300х300 | 300х300 | 300х300 | 300х300 | 300х300 |
| Площадь нефтеносности, км ² /скв | 0,553 | 0,106 | 0,092 | 0,084 | 0,055 | 0,050 |
| Режим работы скважин: | Рзаб ≥ Рнас*0,75 | Рзаб ≥ Рнас*0,75 | Рзаб ≥ Рнас*0,75 | Рзаб ≥ Рнас*0,75 | Рзаб ≥ Рнас*0,75 | Рзаб ≥ Рнас*0,75 |
| -добывающих | | | | | | |
| Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту | 5/- | 34/- | | 42/- | 30/- | 33/- |
| Коэфф.использования фонда скв., доли ед. | 0,9 | | | | | |
| Коэфф.эксплуатации скважин, д.ед. | 0,7-0,9 | | | | | |
| Коэффициент компенсации отборов | - | - | - | - | - | - |
| Отношение пластового и забойного давлений к давлению насыщения, текущее | Рпл ≥ Рнас | Рпл ≥ Рнас | | | Рпл ≥ Рнас | |
| | ≤0,7 (Рзаб/Рнас) | ≤1,1 (Рзаб/Рнас) | | | ≤1,1 (Рзаб/Рнас) | |
| Отношение пластового давления к забойному давлению | ≥0,6 (Рпл/Рзаб) | ≥1,6(Рпл/Рзаб) | | | ≥1,5 (Рпл/Рзаб) | |
| Максимально допустимая величина ГФ по скважинам, м³/т | 31,1 | 31,1 | | | 31,1 | |
| Объемы добычи углеводородов | +/-10 % от годовых показателей добычи | | | | | |
| Показатели ввода эксплуатационных скважин | В соответствии с показателями ввода скважин из бурения | | | | | |



3.4.3 Обоснование расчётных агентов для воздействия на пласт

Разработка нефтяных месторождений может осуществляться на естественном водонапорном режиме восполнения пластовой энергии, при котором из законтурной водоносной области вода поступает в пределы нефтяной залежи и вытесняет нефть.

Поскольку не допускается снижение пластового давления ниже давления насыщения нефти газом, так как это приводит к нарушению начального фазового состояния пластовых флюидов, осложнению процесса выработки нефти и потере нефтеотдачи пластов, то не допускается развитие режима растворенного газа, когда происходит пластовое разгазирование нефти (на естественном режиме эксплуатации).

Помимо варианта на режиме истощения существует вариант разработки залежи с поддержанием пластового давления (ППД), целесообразность которого определяется, в частности, сроком окупаемости дополнительных капитальных вложений в систему поддержания давления за счет дополнительной добычи нефти. Эффективность и целесообразность поддержания пластового давления зависят от общих запасов нефти и газа, глубины залегания пласта, стоимости проходки скважин и сооружений объектов по поддержанию давления, извлечению и переработке нефти и др.

Поддержание пластового давления может осуществляться путем закачки сухого газа или воды, если есть необходимые ресурсы и обосновывается в рамках ТЭО КИН.

ППД при разработке месторождения является средством не только повышения нефтеотдачи, но и сохранения работоспособности добывающих скважин.

Однако применение воды как вытесняющего агента в продуктивных отложениях, где наблюдается высокая неоднородность по площади и по мощности пластов, приводит к неравномерному продвижению воды по разрезу, дает опасность преждевременного обводнения скважин по наиболее проницаемым пропласткам.

Характерной особенностью месторождения Каратурун Морской является гидравлическая связь подземных вод основных водоносных комплексов с водами Каспийского моря, а так же низкий напорный градиент, относительно уровня моря. Разгрузка подземных вод происходит за счет испарения, перетоков в соседние водоносные комплексы и в Каспийское море.

Таким образом на месторождении не рекомендуется система ППД, так как наблюдается активный водонапорный режим, что подтверждается пластовыми давлениями, которые держутся на уровне начального при выработке от НИЗ 52 %.

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

При составлении настоящего проекта использована слоисто-вероятностная модель, учитывающая зональную и послойную неоднородность пластов по коллекторским свойствам. Все расчётные параметры определялись исходя из материалов опробования, промышленной эксплуатации скважин с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристике продуктивных пластов.

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике [6], учитывающая всю имеющуюся фактическую информацию по месторождению.

В основу расчетов технологических показателей положены фактические данные о дебитах скважин и продуктивности пластов, полученные в период опробования разведочных скважин. Технологические показатели разработки рассчитаны с учетом планов работ Недропользователей.

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.

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q^t = \frac{q_0^t}{Q_u^t + \frac{1}{2}q_0^t} \left[Q_u^t - \sum_{i=1}^{t-1} q^i \right] \quad (3.4.1)$$

где q_0^t – текущий амплитудный дебит на середину t -го года, т/год;

Q_u^t – введенные в разработку к середине t -го года начальные извлекаемые запасы нефти, млн.т;

$\sum_{i=1}^{t-1} q^i$ – суммарный отбор нефти за все предыдущие годы.

Для расчета амплитудного дебита используют формулу:

$$q_0 = \tau \cdot \eta_{cp} \cdot n \cdot (P_{сн} - P_{сз}) \cdot \varphi \cdot \xi_1 \cdot \xi_2 \quad (3.4.2)$$

где τ – время работы скважин;

η_{cp} – средняя продуктивность скважин (добывающих и нагнетательных);

n – общее число скважин (добывающих и нагнетательных);

$P_{сн}$ – забойное давление на нагнетательных скважинах;

$P_{сз}$ – забойное давление на добывающих скважинах;

φ – функция относительной производительности скважин, учитывающая различие скважин по продуктивности, взаимное размещение и соотношение добывающих и нагнетательных скважин, соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти;

ξ_1, ξ_2 – коэффициенты надежности, учитывающие увеличение фильтрационного сопротивления и, соответственно, продуктивности пластов из-за их прерывистости и зональной неоднородности, а также степень изученности пластов.

Извлекаемые запасы определяются по формуле:

$$Q_{и} = Q_6 \cdot \text{КИН} \quad (3.4.3)$$

где Q_6 – балансовые запасы нефти.

КИН – коэффициент извлечения нефти, который определяется как:

$$\text{КИН} = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \quad (3.4.4)$$

Коэффициент K_1 называется коэффициентом сетки и зависит от числа промысловых скважин и расстояния между ними:

$$K_1 = e^{-\alpha \cdot S^4} \quad (3.4.5)$$

$$\alpha = \frac{w^2}{d^2} \quad (3.4.6)$$

где S – площадь, приходящаяся на одну скважину;

w – доля неколлектора по площади распространения обособленных слоев;

d – площадь квадратных зон, которыми моделируется зональная неоднородность пластов.

Коэффициент K_2 в формуле КИН, обозначает коэффициент вытеснения.

Коэффициент K_3 в формуле КИН характеризует коэффициент заводнения и определяется по формуле:

$$K_3 = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot A \quad (3.4.7)$$

Где $K_{3н}$ – доля отбора подвижных запасов за безводный период;

$K_{3к}$ – конечная доля отбора подвижных запасов;

A – расчетная предельная обводненность.

$$K_{3н} = \frac{1}{1.2 + 4.2 \cdot V^2} \quad K_{3к} = \frac{1}{0.95 + 0.25 \cdot V^2} \quad A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2} \quad (3.4.8)$$

где V^2 – расчетная послойная неоднородность;

A_2 – предельная массовая доля вытесняющего агента в дебите жидкости эксплуатационных скважин;

μ_0 – коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и воды в пластовых условиях:

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \cdot (1 + \mu_*) \cdot \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{н}}} \cdot b_{\text{н}} \quad (3.4.9)$$

$$\mu_* = \frac{\mu_{\text{н}}}{\mu_{\text{в}}} \cdot K_2^{1.5} \quad (3.4.10)$$

где: $\rho_{\text{в}}, \rho_{\text{н}}$ – плотности воды и нефти;

$b_{\text{н}}$ – объемный коэффициент нефти;

K_2 – коэффициент вытеснения.

Для определения значения расчетной послойной неоднородности (V^2) необходимо установить действительную послойную и зональную неоднородности:

$$V^2 = (V_1^2 + 1) \cdot \left(\frac{2(M-1)^2}{3M} \cdot \frac{2\mu_*}{1+\mu_*} + 1 \right) \cdot \left(\frac{V_{\text{зон}}^2 + 1}{\frac{V_{\text{зон}}^2}{n_*} + 1} + 1 \right) - 1 \quad (3.4.11)$$

M – соотношение длин нейтральной (самой длинной) и главной (самой короткой) линий тока, идущих от нагнетательной скважины к добывающей;

n^* – число сторон подхода воды к добывающим скважинам (при 5-ти точечной системе размещения скважин эта величина равна 4).

Коэффициент надежности K_4 при отсутствии дублирования аварийно выбывших скважин этот коэффициент принимает вид:

$$K_4 = \frac{1}{1 + \frac{1}{I \cdot T}} \quad (3.4.12)$$

где I – текущий годовой темп отбора извлекаемых запасов нефти;

T – средняя долговечность скважины, годы.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q_F^t = \frac{q_0^t}{Q_{Fн}^t + \frac{1}{2} q_0^t} \left[Q_{Fн}^t - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^i \right] \quad (3.4.13)$$

где $Q_{Fн}^t$ – введенные в разработку к середине t -го года начальные извлекаемые запасы жидкости;

$\sum_{i=1}^{t-1} q_F^i$ – суммарный расчетный отбор жидкости за все предыдущие годы;

Извлекаемые запасы жидкости определяются по формуле:

$$Q_{Fн} = Q_{\text{н}} \cdot \frac{F}{K_3} \quad (3.4.14)$$

где F – расчетный суммарный отбор жидкости, доли подвижных запасов нефти.

3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Бурение эксплуатационных скважин

По технико-экономическим показателям месторождения Каратурун Морской рекомендован к реализации вариант 3, по которому рассматривается бурение скважин и переводы скважин с объекта на объект.

Бурение резервных скважин

Количество резервных скважин рекомендуется в объеме 10-25 % от основного фонда скважин.

Бурение наблюдательных и пьезометрических скважин

Наблюдательные и пьезометрические скважины специально бурить не рекомендуется. Для этого можно будет использовать скважины, эксплуатация которых будет экономически нерентабельна.

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

Смета капитальных затрат на данном этапе разработки проекта предполагает допустимую погрешность в стоимости $\pm 30\%$. Не смотря на это расчеты основаны на реальной стоимости оборудования, полученной непосредственно от его поставщиков и стоимости строительно-монтажных работ определенной по проектам – аналогам, разработанным за последние два года АО «НИПИнефтегаз».

Структура сметы:

Прямые затраты

- основное оборудование;
- материалы и конструкции для строительно-монтажных работ;
- строительно-монтажные работы;
- затраты труда.

Косвенные затраты

- затраты на содержание временных зданий и сооружений;
- затраты на производство работ в зимнее время;
- транспорт привозных материалов;
- производство работ вахтовым методом;
- налоги, сборы, обязательные платежи.

Прочие затраты

- затраты на группу управления проектом/надзор за ходом работ на площадке;
- проектные работы;
- непредвиденные расходы.

Прямые затраты

Основное оборудование – стоимость основного оборудования разрабатывалась на основе новейшей информации, на основании базы данных АО «НИПИнефтегаз», а также бюджетных расценок поставщиков. В стоимость оборудования включены транспортные расходы и таможенные пошлины на импорт.

Строительно - монтажные работы, материалы и конструкции, затраты труда – определялись по проектам – аналогам, разработанным за последние два года АО «НИПИнефтегаз». В необходимых случаях коэффициенты корректировались с учётом конкретных обстоятельств: например, для оборудования высокой стоимости, сложных комплектных установок, специальных видов материалов, а в коэффициентах затрат труда на некоторых площадках учитывались стеснённые условия, а также особые регламенты работ.

Косвенные затраты

Косвенные затраты - рассчитывались в соответствии с «Нормативным документом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан» (Приложение 1 к Приказу Председателя Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 14 ноября 2017 года №249-нк) и добавлялись к прямым затратам. Для удобства и простоты все косвенные затраты были разделены на несколько категорий.

Затраты на содержание временных зданий и сооружений – приняты в размере 4,1% от строительно-монтажных работ.

Затраты на производство работ в зимнее время – приняты в размере 3,024% от строительно-монтажных работ.

Затраты на производство работ вахтовым методом – составили 10% от строительно-монтажных работ.

Прочие затраты

Затраты на группу управления проектом / надзор за ходом работ на площадке – стоимость надзора за ходом работ на площадке. Включает надзор за выполнением строительно-монтажных, пуско-наладочных работ и вводом объектов в эксплуатацию - авторский надзор и технадзор. Данные затраты определялись по согласованным нормативным документам РК.

Проектные работы – коэффициент (процент) учитывающий затраты на проектные работы разработан на основании опыта АО «НИПИнефтегаз» и на основании имеющегося опыта в нефтегазовой промышленности.

Непредвиденные расходы – резерв средств на непредвиденные работы и затраты предусматривает факторы неопределённости и предназначен для возмещения стоимости работ и затрат, потребность в которых возникает в процессе разработки рабочей документации или в ходе строительства в результате уточнения проектных решений или условий строительства.

При расчете эксплуатационных затрат выделены две группы нормативов:

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

Для расчета нормативов производственных затрат и затрат периода проанализирован фактические затраты ТОО «Бузачи Нефть» за 2025 г. Для расчета операционных и текущих расходов по месторождению на проектный период использованы нормативы по указанному предприятию, в соответствии со структурой и уровням затрат и тенденцией их изменения,

которые сложились на момент анализа. Кроме того, при необходимости, для определения Нормативов использованы результаты технологических расчетов на проектный период.

В расчете участвуют нормативы:

Условно-постоянные, приходящиеся:

- на одну скважину среднегодового действующего фонда;
- на одного работника промышленно-производственного персонала (ППП);
- на одного работника административно-управленческого персонала (АУП).

Условно-переменные, приходящиеся на:

- одну тонну добываемой жидкости;
- одну тонну добываемых углеводородов.

Постоянные расходы, в миллионах тенге в год.

Для определения нормативов расходов углеводородов на собственные нужды, а также их потери на всех этапах производства: добыче, сборе, транспортировке и подготовке также использованы и фактически сложившиеся уровни затрат и показатели технологических расчетов.

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по налоговому кодексу РК.

Технологические нормативы за весь период остаются неизменными, так как, за весь проектируемый период изменение типов установок, оборудования и оснастки не предусмотрено. Поэтому, количество потребляемых энергоносителей, например, электроэнергии, воды, тепла, газа и т.п., приходящееся на единицу мощности, в представленных расчетах на протяжении проектного периода остаются неизменными.

В таблице 3.5.3 приведены коэффициенты инфляции-дефляции, которые были применены в расчетах. За срок начала инфляции принят 2025 год.

Ставка инфляции на изменение капитальных вложений, эксплуатационных затрат, цен на продукцию, затрат на транспорт продукции составляет – 11,5% в год.

Таблица 3.5.1 - Техничко -экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат

| № | Норматив | Ед. изм. | Значение |
|------|--|-----------------------|----------|
| 1 | Удельный вес потерь нефти и использования на собственные нужды | % | 0,7% |
| 2 | Удельный вес использования газа на собственные нужды | % | 100,0% |
| 3 | Среднегодовая оплата труда одного работника ППП | млн.тенге/год | 8,1 |
| 4 | Среднегодовая оплата труда одного работника АУП | млн.тенге/год | 26,2 |
| 5 | Расходы, относимые на себестоимость продукции | | |
| 5.1 | Затраты на электроэнергию | тыс.тенге/тоннк жидк. | 0,4 |
| 5.2 | Затраты производственного характера | тыс.тенге/тонну жидк. | 1,5 |
| 5.3 | Ремонт скважин | млн.тенге/скв. | 10,2 |
| 5.4 | Расходы на персонал | млн.тенге/раб. ППП | 1,0 |
| 5.5 | Арендные затраты | млн.тенге/год | 747,5 |
| 5.6 | Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями | млн.тенге/год | 160,0 |
| 5.7 | Затраты условно-постоянные, зависящие от фонда скважин | млн.тенге/скв. | 2,89 |
| 5.8 | Экологические расходы | тыс.тенге/тонну нефти | 0,09 |
| 5.9 | Затраты на страхование | млн.тенге/раб. ППП | 0,02 |
| 5.10 | Прочие расходы | млн.тенге/год | 5,24 |
| 6 | Расходы периода: | | |
| 6.1 | Арендные затраты | млн.тенге/год | 87,5 |
| 6.2 | Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями | млн.тенге/год | 972,8 |
| 6.3 | Расходы на персонал | млн.тенге/раб. АУП | 1,1 |
| 6.4 | Затраты на страхование | млн.тенге/раб. АУП | 3,48 |
| 6.5 | Прочие затраты | млн.тенге/год | 235,8 |
| 6.6 | Проекты | тыс.тенге/тонну жидк. | 0,12 |
| 7 | Количество баррелей в тонне | bbl/тонну | 7,2 |
| 8 | Удельный вес продажи нефти на внутренний рынок | % | 15% |
| 9 | Удельный вес продажи нефти на внешний рынок | % | 85% |
| 10 | Инфляция цены на продукцию, капальные вложения и эксплуатационные затраты | % в год | 11,5% |

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

| | Значение |
|--|--------------------------------|
| Социальный налог | 11% |
| Социальные отчисления | 5% |
| Отчисления в пенсионный фонд | 10% |
| Отчисления в пенсионный фонд работодателем | 1,5% |
| Индивидуальный подоходный налог | 10% |
| Отчисления в Фонд обязательного медицинского страхования | 3% |
| Амортизационные отчисления фиксированных активов подлежащих вычету при налогообложении | 15% |
| Затраты на НИОКР (от затрат на добычу по итогам предыдущего года) | 1% |
| Развитие социальной сферы и инфраструктуры, млн.тенге/год | 16,3 |
| Затраты на обучение казахстанских специалистов (от инвестиций) | 1% |
| Отчисления для обеспечения ликвидации последствий недропользования | согласно раздела по ликвидации |
| НДПИ | по шкале |
| Налог на имущество | 1,5% |
| Рентный налог | по шкале |
| Таможенная пошлина | по шкале |
| Прочие налоги и отчисления в бюджет | 0,4% |
| Корпоративный подоходный налог | 20% |
| Налог на сверхприбыль | по шкале |
| Налог на добавленную стоимость при покупке товаров и услуг | 16% |
| Налог на добавленную стоимость при реализации продукции на внутреннем рынке | 16% |
| Цена реализации нефти на внутреннем рынке (с учетом транспортных расходов и НДС), тыс.тенге/тонну | 115,0 |
| Цена реализации нефти на внешнем рынке (с учетом транспортных расходов и без НДС), тыс.тенге/тонну | 257,4 |
| Цена транспорта нефти на внутреннем рынке (с учетом НДС), тыс.тенге/тонну | 19,0 |
| Цена транспорта нефти на внешнем рынке (без учета НДС), тыс.тенге/тонну | 28,6 |
| Год начала инфляции | 2025 |
| Курс доллара в тенге | 525,0 |

Таблица 3.5.3 - Расчет коэффициентов инфляции/дефляции

| Год | Ставка инфляции КВ, эксплуатационных затрат и транспортировки продукции на экспорт % | Индекс инфляции КВ, эксплуатационных затрат и транспортировки продукции на экспорт ед. | Индекс дефляции КВ, эксплуатационных затрат и транспортировки продукции на экспорт ед. |
|------|--|--|--|
| 2 | 3 | 4 | 5 |
| 2025 | 11,5% | 1,0000 | 1,0000 |
| 2026 | 11,5% | 1,1149 | 0,8969 |
| 2027 | 11,5% | 1,2430 | 0,8045 |
| 2028 | 11,5% | 1,3859 | 0,7216 |
| 2029 | 11,5% | 1,5451 | 0,6472 |
| 2030 | 11,5% | 1,7227 | 0,5805 |
| 2031 | 11,5% | 1,9207 | 0,5206 |
| 2032 | 11,5% | 2,1414 | 0,4670 |
| 2033 | 11,5% | 2,3875 | 0,4189 |
| 2034 | 11,5% | 2,6618 | 0,3757 |
| 2035 | 11,5% | 2,9677 | 0,3370 |
| 2036 | 11,5% | 3,3088 | 0,3022 |
| 2037 | 11,5% | 3,6890 | 0,2711 |
| 2038 | 11,5% | 4,1129 | 0,2431 |
| 2039 | 11,5% | 4,5856 | 0,2181 |
| 2040 | 11,5% | 5,1125 | 0,1956 |
| 2041 | 11,5% | 5,7000 | 0,1754 |
| 2042 | 11,5% | 6,3551 | 0,1574 |
| 2043 | 11,5% | 7,0854 | 0,1411 |
| 2044 | 11,5% | 7,8996 | 0,1266 |



4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Расчеты технологических показателей осуществлялись с применением современных персональных электронно-вычислительных машин на основе программного комплекса с использованием прикладных программ фирмы Microsoft. Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном её совершенствовании.

В основу гидродинамических расчетов положены фактические данные о дебитах скважин, продуктивности пластов, их неоднородности, полученные в период опробования.

Все гидродинамические расчёты осуществляются по формулам, приведённым в работах Лысенко В.Д. Так, годовой отбор нефти рассчитывается по формуле:

$$Q = q_o / [Q_o + 1/2 q_o]; \quad (4.1.1)$$

где q_o – амплитудный дебит залежи, млн.т/год,

Q_o – введённые в разработку начальные извлекаемые запасы нефти на 1 пробуренную скважину, млн.т.

Амплитудный дебит залежи определяется по формуле:

$$q_o = \xi \tau \eta_o n_o \Delta P \varphi (1-\varepsilon) 10^{-6} \quad (4.1.2)$$

где ξ – коэффициент надежности,

τ – среднее число дней эксплуатации скважины в году, сут/год,

η_o – средний коэффициент продуктивности 1 скважины, т/(сут МПа),

n_o – общее число скважин по проектной сетке,

ΔP – депрессия, МПа,

φ – функция относительной.

ε – доля уменьшения дебита скважин вследствие неоднородности продуктивных пластов.

Входящие в формулу величины ξ , φ , ε также определяются по формулам, приведённым в [Лысенко]. Например, коэффициент надежности ξ определялся по формуле:

$$\xi = \xi_1 * \xi_2 * \xi_3 \quad (4.1.3)$$

где ξ_1 коэффициент, гарантирующий с надежностью не менее 90 %, подтверждения проектных дебитов при ограниченном количестве исследованных скважин;

$$\xi_1 = 1 - 1.3 \sqrt{\frac{n_0 - n_u}{n_0 + V^2}} * \sqrt{\frac{V^2}{n_u}}; \quad (4.1.4)$$

где: n_0 – количество проектных скважин;

n_u – количество исследованных скважин;

V^2 – показатель неоднородности скважин по продуктивности;

ξ_2 – коэффициент, учитывающий уменьшение эффективной проницаемости из-за прерывистости и зональной неоднородности;

$$\xi_2 = \frac{1}{\left(1 + 2.3 * (0.2 * V^2 + W^2) * S'^2 / d^2\right)}; \quad (4.1.5)$$

где: S^l – площадь, приходящаяся на одну скважину;

V^2 – показатель зональной неоднородности;

W^2 – доля неколлектора;

d^2 – масштаб изменения коллекторских свойств;

ξ_3 – коэффициент эксплуатации добывающих скважин, показывающий долю рабочих дней в году.

Исходные характеристики, такие как зональная неоднородность по удельной продуктивности, неоднородность пластов по проницаемости, неоднородность скважин по коэффициенту продуктивности, шаг случайного изменения коллекторских свойств для расчёта технологических показателей рассчитывались по имеющимся данным исследования скважин месторождения.

С учетом технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик и добычных возможностей продуктивных пластов, принятых минимальных толщин для размещения скважин и др., обоснованного в предыдущих разделах, по всем расчетным вариантам определены технологические показатели разработки (см. таблицы 4.1.1- 4.1.8).

Схемы расположения проектных и пробуренных скважин представлены на графических приложениях 29-34.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин. Месторождение Каратурун Морской. Возвратный объект. Вариант 1, 2, 3

| Годы | Ввод скважин из бурения за период | | | Перевод оценочных скважин под добычу | Перевод добывающих скважин с другого объекта | Фонд скважин с начала разработки | Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м | Фонд добывающих скважин с начала разработки | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | | Фонд нагнетательных скважин с начала разработки | Фонд нагнетательных скважин на конец года | | Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут | | Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м³/сут |
|------|-----------------------------------|--------|---------|--------------------------------------|--|----------------------------------|---|---|-----------------|----------------|--|-------------|---------|---|---|---------|--|-------|---|
| | всего | добыв. | нагнет. | | | | | | всего | в т.ч. нагнет. | всего | в т.ч. мех. | действ. | | всего | действ. | нефти | жидк. | |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 3 | 3 | 3 | 0 | 0 | 3 | 3 | 3 | | | | 15,1 | 23,6 | |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 3 | 0 | 0 | 3 | 3 | 3 | | | | 10,5 | 21,7 | |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 3 | 0 | 0 | 3 | 3 | 3 | | | | 6,3 | 25,2 | |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 5 | 5 | 5 | 0 | 0 | 5 | 5 | 5 | | | | 11,9 | 27,2 | |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 5 | 0 | 0 | 5 | 5 | 5 | | | | 9,5 | 28,7 | |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 5 | 0 | 0 | 5 | 5 | 5 | | | | 5,7 | 30,9 | |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 5 | 0 | 0 | 5 | 5 | 5 | | | | 3,4 | 31,2 | |

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Месторождение Каратурун Морской. Возвратный объект. Вариант 1, 2, 3

| Годы | Добыча нефти, тыс. т | Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, % | Кэфф. нефтеотд, д.ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т | | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | Обвод. продукции, % | Закачка рабочих агентов, тыс.м³ | | Добыча газа, млн. м³ | Накопленная добыча газа, млн. м³ |
|------|----------------------|--|------|---------------------------------|--|-----------------------|--------------------------------|-------------------|------------------------------------|-------------------|---------------------|---------------------------------|--------|----------------------|----------------------------------|
| | | нач. | тек. | | | | всего | в т.ч. мех. спос. | всего | в т.ч. мех. спос. | | год. | накоп. | | |
| 2027 | 10,5 | 9,9 | 14,7 | 44,9 | 42,4 | 0,071 | 16,4 | 16,4 | 90,3 | 90,3 | 36 | | | 0,3 | 1,2 |
| 2028 | 10,3 | 9,7 | 16,9 | 55,2 | 52,1 | 0,088 | 21,4 | 21,4 | 111,7 | 111,7 | 52 | | | 0,3 | 1,5 |
| 2029 | 6,2 | 5,8 | 12,2 | 61,4 | 57,9 | 0,098 | 24,8 | 24,8 | 136,5 | 136,5 | 75 | | | 0,2 | 1,7 |
| 2030 | 16,1 | 15,1 | 36,0 | 77,5 | 73,1 | 0,123 | 36,8 | 36,8 | 173,3 | 173,3 | 56 | | | 0,4 | 2,1 |
| 2031 | 15,6 | 14,7 | 54,5 | 93,0 | 87,8 | 0,148 | 47,1 | 47,1 | 220,4 | 220,4 | 67 | | | 0,4 | 2,6 |
| 2032 | 9,3 | 8,8 | 71,9 | 102,4 | 96,6 | 0,163 | 50,8 | 50,8 | 271,1 | 271,1 | 82 | | | 0,3 | 2,8 |
| 2033 | 5,6 | 5,3 | | 108,0 | 101,8 | 0,172 | 51,3 | 51,3 | 322,5 | 322,5 | 89 | | | 0,2 | 3,0 |

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин. II объект разработки. Вариант 3

| Годы | Ввод скважин из бурения за период | | | Перевод оценочных скважин под добычу | Перевод добывающих скважин с III объекта | Перевод добывающих скважин на III объект | Перевод добывающих скважин на I объект | Фонд скважин с начала разработки | Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м | Фонд добывающих скважин с начала разработки | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | | Фонд нагнетательных скважин с начала разработки | Фонд нагнетательных скважин на конец года | | Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут | |
|------|-----------------------------------|--------|---------|--------------------------------------|--|--|--|----------------------------------|---|---|-----------------|----------------|--|-------------|---------|---|---|---------|--|-------|
| | всего | добыв. | нагнет. | | | | | | | | всего | в т.ч. нагнет. | всего | в т.ч. мех. | действ. | | всего | действ. | нефти | жидк. |
| 2026 | 4 | 4 | 0 | 4 | 0 | 0 | 0 | 38 | 38 | 38 | 0 | 0 | 38 | 34 | 33 | | | | 8,8 | 48,7 |
| 2027 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 41 | 41 | 41 | 0 | 0 | 41 | 41 | 36 | | | | 8,1 | 38,0 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 41 | 41 | 41 | 0 | 0 | 41 | 41 | 37 | | | | 7,5 | 39,6 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 41 | 41 | 41 | 0 | 0 | 40 | 40 | 36 | | | | 6,9 | 43,6 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 41 | 41 | 41 | 0 | 0 | 37 | 37 | 33 | | | | 6,9 | 50,8 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 41 | 41 | 41 | 1 | 0 | 32 | 32 | 29 | | | | 6,6 | 66,2 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 41 | 41 | 41 | 0 | 0 | 28 | 28 | 25 | | | | 6,2 | 81,6 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 41 | 41 | 41 | 1 | 0 | 27 | 27 | 24 | | | | 5,0 | 73,3 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 43 | 43 | 43 | 0 | 0 | 29 | 29 | 26 | | | | 4,3 | 69,2 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 45 | 45 | 45 | 1 | 0 | 30 | 30 | 27 | | | | 4,2 | 68,1 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 45 | 45 | 0 | 0 | 30 | 30 | 27 | | | | 4,1 | 69,3 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 45 | 45 | 0 | 0 | 30 | 30 | 27 | | | | 3,7 | 70,2 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 45 | 45 | 0 | 0 | 30 | 30 | 27 | | | | 3,3 | 70,6 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 45 | 45 | 0 | 0 | 30 | 30 | 27 | | | | 2,8 | 70,5 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 45 | 45 | 0 | 0 | 30 | 30 | 27 | | | | 2,2 | 69,9 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 45 | 45 | 0 | 0 | 30 | 30 | 27 | | | | 1,7 | 68,8 |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 45 | 45 | 0 | 0 | 30 | 30 | 27 | | | | 1,2 | 67,3 |

Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект разработки. Вариант 3

| Годы | Добыча нефти, тыс. т | Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, % | Кэфф. нефтеотд, дел. | Годовая добыча жидкости, тыс.т | | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | Обвод. продукции, % | Закачка рабочих агентов, тыс.м ³ | | Добыча газа, млн. м ³ | Накопленная добыча газа, млн. м ³ | Компенсация отбора закачкой, % |
|------|----------------------|--|-------|---------------------------------|--|----------------------|--------------------------------|-------------------|------------------------------------|-------------------|---------------------|---|--------|----------------------------------|--|--------------------------------|
| | | нач. | тек. | | | | всего | в т.ч. мех. спос. | всего | в т.ч. мех. спос. | | год. | накоп. | | | |
| 2026 | 72,0 | 4,5 | 12,5 | 1 085,4 | 68,3 | 0,3 | 410,3 | 277,0 | 3 128,6 | 3 128,6 | 82 | | | 2,3 | 34,5 | |
| 2027 | 92,1 | 5,8 | 18,3 | 1 177,4 | 74,1 | 0,3 | 449,6 | 449,6 | 3 578,2 | 3 578,2 | 80 | | | 3,0 | 37,5 | |
| 2028 | 91,0 | 5,7 | 22,2 | 1 268,5 | 79,9 | 0,4 | 481,2 | 481,2 | 4 059,4 | 4 059,4 | 81 | | | 3,0 | 40,5 | |
| 2029 | 78,9 | 5,0 | 24,7 | 1 347,4 | 84,8 | 0,4 | 501,4 | 501,4 | 4 560,8 | 4 560,8 | 84 | | | 2,6 | 43,1 | |
| 2030 | 70,3 | 4,4 | 29,2 | 1 417,7 | 89,3 | 0,4 | 516,9 | 516,9 | 5 077,7 | 5 077,7 | 86 | | | 2,3 | 45,4 | |
| 2031 | 54,4 | 3,4 | 32,0 | 1 472,1 | 92,7 | 0,4 | 544,1 | 544,1 | 5 621,8 | 5 621,8 | 90 | | | 1,8 | 47,1 | |
| 2032 | 42,5 | 2,7 | 36,7 | 1 514,6 | 95,4 | 0,4 | 563,1 | 563,1 | 6 184,9 | 6 184,9 | 92 | | | 1,4 | 48,5 | |
| 2033 | 39,1 | 2,5 | 53,3 | 1 553,7 | 97,8 | 0,4 | 578,1 | 578,1 | 6 763,0 | 6 763,0 | 93 | | | 1,3 | 49,8 | |
| 2034 | 37,0 | 2,3 | 107,9 | 1 590,7 | 100,2 | 0,5 | 591,1 | 591,1 | 7 354,1 | 7 354,1 | 94 | | | 1,2 | 51,0 | |
| 2035 | 37,1 | 2,3 | | 1 627,8 | 102,5 | 0,5 | 603,7 | 603,7 | 7 957,8 | 7 957,8 | 94 | | | 1,2 | 52,2 | |
| 2036 | 36,1 | 2,3 | | 1 663,9 | 104,8 | 0,5 | 614,8 | 614,8 | 8 572,6 | 8 572,6 | 94 | | | 1,2 | 53,4 | |
| 2037 | 33,2 | 2,1 | | 1 697,1 | 106,9 | 0,5 | 622,8 | 622,8 | 9 195,4 | 9 195,4 | 95 | | | 1,1 | 54,5 | |
| 2038 | 29,2 | 1,8 | | 1 726,3 | 108,7 | 0,5 | 626,5 | 626,5 | 9 821,9 | 9 821,9 | 95 | | | 1,0 | 55,4 | |
| 2039 | 24,5 | 1,5 | | 1 750,8 | 110,3 | 0,5 | 625,7 | 625,7 | 10 447,6 | 10 447,6 | 96 | | | 0,8 | 56,2 | |
| 2040 | 19,6 | 1,2 | | 1 770,5 | 111,5 | 0,5 | 620,1 | 620,1 | 11 067,8 | 11 067,8 | 97 | | | 0,6 | 56,8 | |
| 2041 | 14,9 | 0,9 | | 1 785,4 | 112,4 | 0,5 | 610,3 | 610,3 | 11 678,1 | 11 678,1 | 98 | | | 0,5 | 57,3 | |
| 2042 | 10,7 | 0,7 | | 1 796,1 | 113,1 | 0,5 | 596,8 | 596,8 | 12 274,9 | 12 274,9 | 98 | | | 0,4 | 57,7 | |

Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин. III объект разработки. Вариант 2, 3

| Годы | Ввод скважин из бурения за период | | | Ввод скважин из освоения | Перевод добывающих скважин со II объекта | Перевод добывающих скважин на II объект | Перевод добывающих скважин на I объект | Фонд скважин с начала разработки | Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м | Фонд добывающих скважин с начала разработки | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | | Фонд нагнетательных скважин с начала разработки | Фонд нагнетательных скважин на конец года | | Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут | | Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м³/сут |
|------|-----------------------------------|--------|---------|--------------------------|--|---|--|----------------------------------|---|---|-----------------|----------------|--|-------------|---------|---|---|---------|--|-------|---|
| | всего | добыв. | нагнет. | | | | | | | | всего | в т.ч. нагнет. | всего | в т.ч. мех. | действ. | | всего | действ. | нефти | жидк. | |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 19 | 19 | 19 | 0 | 0 | 19 | 19 | 17 | 0 | | | 13,2 | 52,3 | |
| 2027 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 22 | 22 | 0 | 0 | 22 | 22 | 20 | 0 | | | 11,5 | 44,5 | |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 22 | 22 | 0 | 0 | 22 | 22 | 20 | 0 | | | 9,1 | 45,5 | |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 23 | 23 | 23 | 0 | 0 | 23 | 23 | 21 | 0 | | | 6,6 | 45,0 | |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 1 | 25 | 25 | 25 | 0 | 0 | 24 | 24 | 22 | 0 | | | 5,0 | 43,2 | |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 0 | 29 | 29 | 29 | 0 | 0 | 28 | 28 | 25 | 0 | | | 4,5 | 38,2 | |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 0 | 33 | 33 | 33 | 0 | 0 | 32 | 32 | 29 | 0 | | | 4,1 | 33,0 | |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 33 | 33 | 33 | 0 | 0 | 32 | 32 | 29 | 0 | | | 2,9 | 32,7 | |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 33 | 33 | 33 | 0 | 0 | 30 | 30 | 27 | 0 | | | 1,8 | 33,6 | |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 33 | 33 | 33 | 0 | 0 | 28 | 28 | 25 | 0 | | | 1,1 | 34,1 | |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 33 | 33 | 33 | 0 | 0 | 28 | 28 | 25 | 0 | | | 0,7 | 31,6 | |

Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. III объект разработки. Вариант 2, 3

| Годы | Добыча нефти, тыс. т | Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, % | Кэфф. нефтеотд, д.ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т | | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | Обвод. продукции, % | Закачка рабочих агентов, тыс.м³ | | Добыча газа, млн. м³ | Накопленная добыча газа, млн. м³ | Компенсация отбора закачкой, % |
|------|----------------------|--|------|---------------------------------|--|-----------------------|--------------------------------|-------------------|------------------------------------|-------------------|---------------------|---------------------------------|--------|----------------------|----------------------------------|--------------------------------|
| | | нач. | тек. | | | | всего | в т.ч. мех. спос. | всего | в т.ч. мех. спос. | | год. | накоп. | | | |
| 2026 | 57,5 | 9,1 | 15,9 | 329,7 | 52,1 | 0,179 | 227,3 | 227,3 | 860,4 | 860,4 | 74,7 | | | 1,8 | 10,6 | |
| 2027 | 75,6 | 11,9 | 24,9 | 405,3 | 64,0 | 0,220 | 272,6 | 272,6 | 1133,0 | 1133,0 | 72,3 | | | 2,3 | 12,9 | |
| 2028 | 59,7 | 9,4 | 26,2 | 465,0 | 73,5 | 0,253 | 299,0 | 299,0 | 1432,1 | 1432,1 | 80,0 | | | 1,8 | 14,8 | |
| 2029 | 45,7 | 7,2 | 27,2 | 510,7 | 80,7 | 0,278 | 310,3 | 310,3 | 1742,4 | 1742,4 | 85,3 | | | 1,4 | 16,2 | |
| 2030 | 36,3 | 5,7 | 29,7 | 547,0 | 86,4 | 0,297 | 311,9 | 311,9 | 2054,3 | 2054,3 | 88,4 | | | 1,1 | 17,3 | |
| 2031 | 36,6 | 5,8 | 42,5 | 583,6 | 92,2 | 0,317 | 313,6 | 313,6 | 2367,9 | 2367,9 | 88,3 | | | 1,1 | 18,4 | |
| 2032 | 32,3 | 5,1 | 65,3 | 615,9 | 97,3 | 0,335 | 314,8 | 314,8 | 2682,7 | 2682,7 | 89,7 | | | 1,0 | 19,4 | |
| 2033 | 27,4 | 4,3 | | 643,2 | 101,6 | 0,350 | 311,4 | 311,4 | 2994,1 | 2994,1 | 91,2 | | | 0,8 | 20,2 | |
| 2034 | 15,9 | 2,5 | | 659,2 | 104,1 | 0,358 | 297,9 | 297,9 | 3292,0 | 3292,0 | 94,6 | | | 0,5 | 20,7 | |
| 2035 | 9,4 | 1,5 | | 668,6 | 105,6 | 0,363 | 279,6 | 279,6 | 3571,6 | 3571,6 | 96,6 | | | 0,3 | 21,0 | |
| 2036 | 5,7 | 0,9 | | 674,3 | 106,5 | 0,4 | 259,6 | 259,6 | 3831,2 | 3831,2 | 97,8 | | | 0,2 | 21,2 | |

Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин. Месторождение Каратурун Морской. В целом. Вариант 3

| Годы | Ввод скважин из бурения за период | | | Перевод оценочных скважин под добычу | Перевод добывающих скважин с III объекта | Перевод добывающих скважин на III объект | Перевод добывающих скважин на I объект | Фонд скважин с начала разработки | Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м | Фонд добывающих скважин с начала разработки | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | | Фонд нагнетательных скважин с начала разработки | Фонд нагнетательных скважин на конец года | | Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут | | Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м³/сут |
|------|-----------------------------------|--------|---------|--------------------------------------|--|--|--|----------------------------------|---|---|-----------------|----------------|--|-------------|---------|---|---|---------|--|-------|---|
| | всего | добыв. | нагнет. | | | | | | | | всего | в т.ч. нагнет. | всего | в т.ч. мех. | действ. | | всего | действ. | нефти | жидк. | |
| 2026 | 4 | 4 | 0 | 4 | 0 | 0 | 0 | 58 | 57 | 58 | 0 | 0 | 58 | 54 | 50 | | | | 8,2 | 38,8 | |
| 2027 | 6 | 6 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 66 | 66 | 66 | 0 | 0 | 66 | 66 | 59 | | | | 9,6 | 38,1 | |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 66 | 66 | 66 | 0 | 0 | 66 | 66 | 60 | | | | 8,2 | 40,7 | |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 66 | 66 | 66 | 0 | 0 | 66 | 66 | 60 | | | | 6,6 | 42,4 | |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 66 | 66 | 66 | 0 | 0 | 66 | 66 | 60 | | | | 6,2 | 43,9 | |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 66 | 66 | 66 | 1 | 0 | 65 | 65 | 59 | | | | 5,5 | 46,7 | |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 66 | 66 | 66 | 0 | 0 | 65 | 65 | 59 | | | | 4,3 | 47,9 | |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 66 | 66 | 66 | 1 | 0 | 64 | 64 | 58 | | | | 3,8 | 49,4 | |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 66 | 66 | 66 | 5 | 0 | 59 | 59 | 53 | | | | 3,0 | 51,1 | |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 66 | 66 | 66 | 1 | 0 | 58 | 58 | 52 | | | | 2,7 | 51,7 | |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 66 | 66 | 66 | 0 | 0 | 58 | 58 | 52 | | | | 2,4 | 51,2 | |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 66 | 66 | 66 | 28 | 0 | 30 | 30 | 27 | | | | 3,7 | 70,2 | |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 66 | 66 | 66 | 0 | 0 | 30 | 30 | 27 | | | | 3,3 | 70,6 | |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 66 | 66 | 66 | 0 | 0 | 30 | 30 | 27 | | | | 2,8 | 70,5 | |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 66 | 66 | 66 | 0 | 0 | 30 | 30 | 27 | | | | 2,2 | 69,9 | |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 66 | 66 | 66 | 0 | 0 | 30 | 30 | 27 | | | | 1,7 | 68,8 | |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 66 | 66 | 66 | 0 | 0 | 30 | 30 | 27 | | | | 1,2 | 67,3 | |

Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Месторождение Каратурун Морской. В целом. Вариант 3

| Годы | Добыча нефти, тыс. т | Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, % | Кэфф. нефтеотд. дел. | Годовая добыча жидкости, тыс.т | | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | Обвод. продукции, % | Закачка рабочих агентов, тыс.м³ | | Добыча газа, млн. м³ | Накопленная добыча газа, млн. м³ |
|------|----------------------|--|------|---------------------------------|--|----------------------|--------------------------------|-------------------|------------------------------------|-------------------|---------------------|---------------------------------|--------|----------------------|----------------------------------|
| | | нач. | тек. | | | | всего | в т.ч. мех. спос. | всего | в т.ч. мех. спос. | | год. | накоп. | | |
| 2026 | 129,4 | 5,6 | 12,9 | 1449,5 | 62,3 | 0,243 | 637,6 | 277,0 | 4063 | 4063 | 80 | | | 4,1 | 46,1 |
| 2027 | 178,2 | 7,7 | 20,3 | 1627,6 | 69,9 | 0,273 | 738,6 | 738,6 | 4802 | 4802 | 76 | | | 5,6 | 51,7 |
| 2028 | 161,0 | 6,9 | 23,0 | 1788,7 | 76,9 | 0,300 | 801,6 | 801,6 | 5603 | 5603 | 80 | | | 5,1 | 56,8 |
| 2029 | 130,8 | 5,6 | 24,3 | 1919,5 | 82,5 | 0,321 | 836,5 | 836,5 | 6440 | 6440 | 84 | | | 4,1 | 60,9 |
| 2030 | 122,7 | 5,3 | 30,1 | 2042,2 | 87,8 | 0,342 | 865,6 | 865,6 | 7305 | 7305 | 86 | | | 3,8 | 64,7 |
| 2031 | 106,6 | 4,6 | 37,4 | 2148,7 | 92,3 | 0,360 | 904,8 | 904,8 | 8210 | 8210 | 88 | | | 3,3 | 68,1 |
| 2032 | 84,1 | 3,6 | 47,2 | 2232,8 | 96,0 | 0,374 | 928,7 | 928,7 | 9139 | 9139 | 91 | | | 2,6 | 70,7 |
| 2033 | 72,1 | 3,1 | 76,5 | 2304,9 | 99,1 | 0,386 | 940,8 | 940,8 | 10080 | 10080 | 92 | | | 2,3 | 73,0 |
| 2034 | 52,9 | 2,3 | | 2357,8 | 101,3 | 0,395 | 889,0 | 889,0 | 10969 | 10969 | 94 | | | 1,7 | 74,7 |
| 2035 | 46,5 | 2,0 | | 2404,4 | 103,3 | 0,403 | 883,3 | 883,3 | 11852 | 11852 | 95 | | | 1,5 | 76,2 |
| 2036 | 41,7 | 1,8 | | 2446,1 | 105,1 | 0,410 | 874,5 | 874,5 | 12726 | 12726 | 95 | | | 1,3 | 77,5 |
| 2037 | 33,2 | 1,4 | | 2479,3 | 106,5 | 0,415 | 622,8 | 622,8 | 13349 | 13349 | 95 | | | 1,1 | 78,6 |
| 2038 | 29,2 | 1,3 | | 2508,5 | 107,8 | 0,420 | 626,5 | 626,5 | 13976 | 13976 | 95 | | | 1,0 | 79,5 |
| 2039 | 24,5 | 1,1 | | 2533,0 | 108,9 | 0,424 | 625,7 | 625,7 | 14601,3 | 14601 | 96 | | | 0,8 | 80,3 |
| 2040 | 19,6 | 0,8 | | 2552,7 | 109,7 | 0,427 | 620,1 | 620,1 | 15221,5 | 15221,5 | 97 | | | 0,6 | 81,0 |
| 2041 | 14,9 | 0,6 | | 2567,6 | 110,3 | 0,430 | 610,3 | 610,3 | 15831,8 | 15831,8 | 98 | | | 0,5 | 81,5 |
| 2042 | 10,7 | 0,5 | | 2578,3 | 110,8 | 0,432 | 596,8 | 596,8 | 16428,6 | 16428,6 | 98 | | | 0,4 | 81,8 |

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

4.2.1 Основные подходы и допущения

В данном разделе приведен расчет экономической эффективности трех вариантов разработки в рамках «Дополнения к проекту разработки месторождения Каратурун Морской».

В расчете отражены доходная часть и прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения необходимые для реализации данного проекта. Определена сумма как эксплуатационных затрат, валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли. Расчет экономической эффективности произведен в ценах с учетом инфляции и без учета НДС.

Такой расчет необходим для определения доходов государства Республики Казахстан, Заказчика проекта и является корректным.

В соответствии с маркетингом ТОО «Бузачи Нефть» 85% нефти реализуется на внешний рынок, 15% нефти на внутренний рынок.

Цена реализации нефти, принятая в проекте, определена в соответствии с существующей тенденцией изменения цен нефти на мировом рынке и фактическими ценами реализации продукции данным предприятием за предшествующие периоды и рынками сбыта продукции.

Проектируемая базовая цена продажи нефти на внешний рынок составляет – 257,4 тыс.тенге/тонну, без учета НДС и с учетом транспортных расходов.

Проектируемая базовая цена продажи нефти на внутренний рынок составляет –115,0 тыс.тенге/тонну, с учетом НДС и транспортных расходов.

Базовый тариф на транспортировку нефти на внешний рынок принят в размере в – 28,6 тыс.тенге/тонну, без учета НДС.

Базовый тариф на транспортировку нефти на внутренний рынок принят в размере в – 19,0 тыс.тенге/тонну с учетом НДС.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в текущих ценах в национальной валюте тенге.

Расчет произведен как в текущих (с учетом инфляции), так и в расчетных (с учетом дефляции) ценах.

Инфляция для расчета стоимости капитальных вложений, эксплуатационных затрат, цены на нефть и транспорт нефти принята в размере 11,5% в год. Так как год начала инфляции одинаков для цен на продукцию, стоимость капитальных вложений, и

эксплуатационных затрат, то цены с учетом дефляции выступают, в данном случае, как неизменные цены.

В расчетах учтено, что обеспечение необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будет осуществляться за счет реинвестиции чистой прибыли и использования амортизационных отчислений. Из-за округлений полученных результатов суммы могут немного отличаться по величине.

4.2.2 Капитальные вложения

В состав капитальных вложений входят затраты на строительство и ввод в эксплуатацию скважин, затраты на обустройство скважин, необходимых для эффективной работы нефтедобывающего производства.

Объемы капитальных вложений включают в себя:

- стоимость строительства новых добывающих скважин;
- стоимость строительства выкидных линий;
- стоимость переводов скважин;
- стоимость выбытия скважин;
- затраты на обустройство новых скважин;
- стоимость строительства автомобильных дорог;
- стоимость строительства линии электропередач (ЛЭП).

Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по технологии добычи, подготовки и транспортировки нефти, данные по климатическим характеристикам района строительства, данные по удельным объемам строительства, рассчитанные на основе проектов-аналогов, выполненных для месторождений и промышленных объектов Республики Казахстан институтом АО “НИПИнефтегаз”.

Расчеты капитальных вложений и полная стоимость строительства объектов обустройства в текущих ценах 2025 года и с учетом роста цен по годам разработки приведены в таблицах 4.2.1; П-11 и П-12.

4.2.3 Эксплуатационные затраты

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными эксплуатационными показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта.

В таблицах 4.2.2, П-13 и П-14 приведены расчеты дохода от продаж выпускаемой продукции.



Расходы понесенные предприятием, (операционные затраты) разделяются на расходы, относимые на себестоимость продукции и на расходы периода.

Расходы относимые на себестоимость продукции включают в себя все эксплуатационные затраты, производимые непосредственно на промысле. Расходы периода в свою очередь включают в себя общие и административные расходы и расходы по реализации продукции.

Расходы, относимые на себестоимость продукции, включают:

- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- амортизационные отчисления производственных фондов;
- затраты производственного характера (списание материалов; списание ГСМ, нефти; гидроразрыв пласта; проектная документация; геофизические работы; дизельная электростанция; инженерно-геологические изыскания; пуско-наладочные работы; мобилизация и монтаж оборудования; физико-химические свойства нефти; инструменты; строительно-монтажные работы; взрывные работы);
- затраты на электроэнергию;
- расходы на персонал (питание в поле);
- затраты условно-постоянные, зависимые от фонда скважин (ремонт и профилактика; гидродинамические исследования, перфорация скважины; противofонтанная безопасность; отходы обратной промывки скважин; обвязка устья скважины; каротаж);
- услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями (сервисное обслуживание, техобслуживание; охрана; вывоз нефтешлама и металлолома; вывоз ТБО, сточных вод; ремонт и проверка СИ; геолого-геофизическая информация);
- ремонт скважин;
- экологические расходы;
- арендные затраты (аренда автомашин и спецтехники);
- затраты на страхование;
- прочие расходы;
- НИОКР;
- налоги и платежи, входящие в себестоимость продукции;

Результаты расчетов расходов, относимых на себестоимость продукции, приведены в таблицах 4.2.3, П-15 и П-16.

Расходы периода включают:

- оплату труда работников административно-управленческого персонала;
- арендные затраты;
- социально-экономическое развитие региона;
- прочие расходы (социальное строительство; списание ГСМ; штрафы; списание по сомнительным обязательствам; прочие расходы; списание материалов; ремонт и профилактика ОС; ремонт и проверка СИ; противопожарная безопасность; электроэнергия; аудит фин.отчетности; КПП с нерезидентов; возмещение потерь сельхоз производств; котировка на нефть; плата за загрязнение окружающей среды; по договору; оценка права пользования недрами; плата за пользование земельными участками; нотариальные услуги);
- услуги непроизводственного характера выполненные сторонними организациями (доверительное управление ТС; юридические услуги; вывоз сточных вод; авиабилеты; противопожарная безопасность; консультационные услуги; спонсорская помощь; охрана; настройка программ; актуализация нормативных документов; оформление документов; транспортные услуги; сервисное обслуживание; комиссия банка; коммунальные изготовление табличек, нанесение логотипа; услуги почты и связи; строительно-монтажные работы; анализ воды; техосмотр машины; оформление визы);
- расходы на страхование;
- расходы на персонал;
- расходы на проектные работы;
- расходы по реализации (затраты на транспорт нефти; экспортная таможенная пошлина);
- налоги и другие обязательные платежи в бюджет общепроизводственного характера, за исключением тех налогов и платежей, что платятся из прибыли.

Результаты расчетов затрат, входящих в расходы периода приведены в таблицах 4.2.4, П-17 и П-18.

Расчет балансовой прибыли и налогооблагаемого дохода, приведен в таблицах 4.2.5, П-19 и П-20.

Расчет экономических показателей приведен на основании следующих исходных данных:



- обслуживающий персонал рассчитан по Нормативам численности с учетом существующего количества работников и структуры численности по ТОО «Бузачи Нефть»;
- среднегодовая заработная плата одного работника промышленно-производственного персонала принята по данным предприятия в размере 8,1 млн.тенге, административно-управленческого персонала 26,2 млн.тенге, без учета налогов и отчислений, зависящих от Фонда оплаты труда (ФОТ);
- капитальные вложения для расчета амортизационных отчислений для целей налогообложения и для включения в себестоимость приняты в соответствии с данными раздела “Капвложения” настоящей записки;
- 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, 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;

Эксплуатационные затраты учитываются только для объектов непосредственно занятых на добыче УВ. Затраты по другим объектам учитываются через услуги (грузоперевозки, снабжение, строительство, бурение, геофизические исследования и т.д.).

4.2.4 Налоги и отчисления

Расчет налогов и отчислений производился в соответствии с системой налогообложения в Республике Казахстан, Кодексом Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» далее Налоговый Кодекс и Контрактом на недропользование.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

1. Налог на добавленную стоимость, при реализации продукции на внутреннем рынке с 2026 года – 16%, в соответствии с действующим налоговым кодексом РК. Налог на добавленную стоимость при приобретении основных фондов, материалов и услуг с 2026 года облагаются по ставке 16%, в соответствии с Законом о налогах РК;
2. Корпоративный подоходный налог с юридических лиц по ставке 20% от налогооблагаемой прибыли;
3. Налог на имущество – 1,5% от остаточной стоимости основных фондов;



4. Социальный налог – 11% от величины Фонда оплаты труда (ФОТ);
5. Социальные отчисления – 5% от величины Фонда оплаты труда (ФОТ);
6. Отчисления в фонд обязательного медицинского страхования – 3%;
7. Обучение казахстанских специалистов – 1% от затрат на добычу;
8. НИОКР – 1% от затрат на добычу;
9. Развитие социальной сферы и инфраструктуры – 1% от инвестиций;
10. Развитие социальной сферы и инфраструктуры – 16,3 млн.в год;
11. Отчисления для ликвидации последствий недропользования – согласно раздела «Выполнение обязательств по обеспечению ликвидации последствий недропользования»
12. Экспортная таможенная пошлина – размер ставок вывозных таможенных пошлин в отношении сырой нефти и товаров, выработанных из нефти. Базой для исчисления экспортной таможенной пошлины на сырую нефть является стоимость экспортируемой сырой нефти, исчисленная исходя из фактически реализуемого на экспорт объема сырой нефти и мировой цены, рассчитанной в порядке, установленном приказом №81 от 17 февраля 2016 г. Министерства Национальной Экономики Республики Казахстан. При экспорте сырой нефти и товаров, выработанных из нефти экспортная таможенная пошлина исчисляется по следующим ставкам:

Ставки экспортной таможенной пошлины в зависимости от мировой цены на нефть

| Мировая цена | Ставка, долл./тонну |
|---------------------------------------|-------------------------------------|
| До 25 долларов США за баррель | 0 |
| с 25 до 105 долларов США за баррель | цена нефти за предшествующий период |
| с 105 до 115 долларов США за баррель | 115 |
| с 115 до 125 долларов США за баррель | 130 |
| с 125 до 135 долларов США за баррель | 145 |
| с 135 до 145 долларов США за баррель | 160 |
| с 145 до 155 долларов США за баррель | 176 |
| с 155 до 165 долларов США за баррель | 191 |
| с 165 до 175 долларов США за баррель | 206 |
| с 175 до 185 долларов США за баррель | 221 |
| от 185 долларов США за баррель и выше | 236 |

13. Альтернативный налог на недропользование вправе применить взамен платежа по возмещению исторических затрат, налога на добычу полезных ископаемых и налога на сверхприбыль юридические лица – недропользователи, заключившие в соответствии с законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании контракт на добычу углеводородов на месторождении расположенном в казахстанском секторе Каспийского моря.



Объект обложения альтернативным налогом на недропользование определяется как разница между совокупным годовым доходом для целей исчисления альтернативного налога на недропользование и вычетами для целей альтернативного налога на недропользование с учетом корректировок, предусмотренных статьей 287 Налогового Кодекса.

Альтернативный налог на недропользование исчисляется по следующим ставкам исходя из мировой цены нефти, рассчитанной в порядке, определенном пунктом 3 статьи 741 НК Республики Казахстан.

Ставки альтернативного налога в зависимости от мировой цены на нефть

| Мировая цена | Ставка, в % |
|---|-------------|
| До 50 долларов США за баррель включительно | 0 |
| До 60 долларов США за баррель включительно | 6 |
| До 70 долларов США за баррель включительно | 12 |
| До 80 долларов США за баррель включительно | 18 |
| До 90 долларов США за баррель включительно | 24 |
| До 100 долларов США за баррель включительно | 30 |
| До 110 долларов США за баррель включительно | 32 |
| До 120 долларов США за баррель включительно | 34 |
| До 130 долларов США за баррель включительно | 36 |
| До 140 долларов США за баррель включительно | 38 |
| До 150 долларов США за баррель включительно | 40 |
| Свыше 150 долларов США за баррель | 42 |

В таблицах 4.2.6, П-21 и П-22 приведены расчеты дохода государства.

4.2.5 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 10 - ти %;

- срок окупаемости капитальных вложений (продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости);
- внутренняя норма доходности или внутренняя норма прибыли (IRR или ВНП) – внутренней нормой доходности называется такое положительное число, что при норме дисконта = ВНП, чистый дисконтированный доход проекта обращается в ноль, при всех больших значениях нормы дисконта - NPV отрицателен, при всех меньших значениях NPV положителен. Если не выполнено хотя бы одно из этих условий, считается, что ВНП не существует;
- максимальный финансовый риск (МФР) – Показатель риска, рассчитываемый на основе максимально отрицательного денежного потока;
- удельные показатели по затратам.

В систему оценочных показателей включены также:

- капитальные вложения на освоение месторождения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти.

Расчет экономической эффективности произведен как в реальных, так и в текущих ценах. При проведении расчетов бралась во внимание инфляция – рост общего уровня цен и издержек, сопровождающийся потерей покупательной способности денежной единицы доллара. Расчет показателей эффективности производился:

а) в текущих (с учетом инфляции) ценах, отражающих изменение цены во времени и рассчитанных исходя из годового коэффициента инфляции;

б) в расчетных ценах, необходимых для правильной оценки результатов проекта, а также для обеспечения сравнимости показателей проекта в различных условиях, т.е. по ценам, очищенным от общей инфляции (иначе - с учетом дефляции).

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта 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);
- темп инфляции (или премии за инфляцию);



- премии за риск;
- премии за низкую ликвидность проекта.

Для данного проекта ставка дисконта принята на уровне 10 - ти %.

Расчет чистой прибыли приведен в таблицах 4.2.7, П-23 и П-24.

Расчет потоков денежной наличности приведен в таблицах 4.2.8; П-25 и П-26

Таблица 4.2.1 - Расчет капитальных вложений. Вариант 3

| № | Наименование работ, объектов и затрат | Ед. изм. | Кол-во | Стоимость ед-цы млн.тенге | Стоимость всего млн.тенге | Распределение капитальных вложений | | | | | | | | | Распределение капитальных вложений | | | | | | | | |
|----|--|----------|--------|---------------------------|---------------------------|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| | | | | | | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
| I | Строительство скважин (подземное строительство) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Бурение добывающих вертикальных скважин | скв. | 10 | 235,5 | 2 355 | 0 | 941,9 | 1413 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | Перевод оценочных скважин под добычу | скв. | 6 | 15,0 | 90 | 0 | 60 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Перевод добывающих скважин с объекта на объект | скв. | 17 | 15,0 | 255 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 60 | 60 | 60 | 0 | 30 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | Выбытие скважин | скв. | 36 | 1,5 | 54 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 2 | 8 | 2 | 0 | 42 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Итого строительство скважин | | | | 2 754 | 0 | 1 002 | 1 443 | 0 | 15 | 60 | 62 | 60 | 2 | 38 | 32 | 0 | 42 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Итого строительство скважин с учетом инфляции | | | | 3 636 | 0 | 1 117 | 1 794 | 0 | 23 | 103 | 118 | 128 | 4 | 100 | 93 | 0 | 155 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| II | Надземное строительство | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Обустройство промысла | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Обустройство скважин | скв. | 10,0 | 52,4 | 524 | 0 | 210 | 314 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | Выкидные линии, Ø89*10 мм | км | 4,8 | 18,5 | 89 | 0 | 44 | 44 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Автомобильные дороги к новым скважинам | км | 4,8 | 12,3 | 59 | 0 | 30 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | Линии электропередач (ЛЭП) | км | 4,8 | 77,0 | 370 | 0 | 185 | 185 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Итого надземное строительство | | | | 1 041 | 0 | 468 | 573 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Итого надземное строительство с учетом инфляции | | | | 1 235 | 0 | 522 | 712 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Всего со строительством скважин без учета инфляции | | | | 3 795 | 0 | 1 470 | 2 016 | 0 | 15 | 60 | 62 | 60 | 2 | 38 | 32 | 0 | 42 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Всего со строительством скважин с учетом инфляции | | | | 4 870 | 0 | 1 639 | 2 506 | 0 | 23 | 103 | 118 | 128 | 4 | 100 | 93 | 0 | 155 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Коэффициент инфляции | | | | | 1,000 | 1,115 | 1,243 | 1,386 | 1,545 | 1,723 | 1,921 | 2,141 | 2,387 | 2,662 | 2,968 | 3,309 | 3,689 | 4,113 | 4,586 | 5,113 | 5,700 | 6,355 |

Таблица 4.2.2 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 3

| Годы | Расчет дохода от продажи нефти | | | | | | Общий доход предприятия (без НДС) |
|------------------------------------|--------------------------------|---------------|------------------|----------------------|------------------|-----------------------------|--------------------------------------|
| | Объем добычи нефти | Объем продажи | | | Цена реализации | | |
| | | всего | на внешний рынок | на внутрен-ний рынок | на внешний рынок | на внутренний рынок (с НДС) | |
| | тыс.тонн | тыс.тонн | тыс.тонн | тыс.тонн | тыс.тенге/тонну | тыс.тенге/тонну | млн.тенге |
| 2025 | 145,8 | 144,7 | 123,0 | 21,7 | 257,4 | 115,0 | 33 898,8 |
| 2026 | 129,4 | 128,5 | 109,2 | 19,3 | 287,0 | 128,2 | 33 478,4 |
| 2027 | 178,2 | 176,9 | 150,4 | 26,5 | 320,0 | 142,9 | 51 384,9 |
| 2028 | 161,0 | 159,9 | 135,9 | 24,0 | 356,7 | 159,4 | 51 781,5 |
| 2029 | 130,8 | 129,9 | 110,4 | 19,5 | 397,7 | 177,7 | 46 900,8 |
| 2030 | 122,7 | 121,8 | 103,5 | 18,3 | 443,4 | 198,1 | 49 026,8 |
| 2031 | 106,6 | 105,8 | 89,9 | 15,9 | 494,4 | 220,9 | 47 490,8 |
| 2032 | 84,1 | 83,5 | 71,0 | 12,5 | 551,2 | 246,3 | 41 795,0 |
| 2033 | 72,1 | 71,6 | 60,8 | 10,7 | 614,5 | 274,6 | 39 918,2 |
| 2034 | 52,9 | 52,6 | 44,7 | 7,9 | 685,2 | 306,1 | 32 689,5 |
| 2035 | 46,5 | 46,2 | 39,3 | 6,9 | 763,9 | 341,3 | 32 043,6 |
| 2036 | 41,7 | 41,4 | 35,2 | 6,2 | 851,7 | 380,5 | 32 038,0 |
| 2037 | 33,2 | 33,0 | 28,0 | 4,9 | 949,5 | 424,2 | 28 410,2 |
| 2038 | 29,2 | 29,0 | 24,7 | 4,4 | 1 058,7 | 473,0 | 27 874,0 |
| 2039 | 24,5 | 24,4 | 20,7 | 3,7 | 1 180,3 | 527,3 | 26 104,9 |
| 2040 | 19,6 | 19,5 | 16,6 | 2,9 | 1 316,0 | 587,9 | 23 283,8 |
| 2041 | 14,9 | 14,8 | 12,6 | 2,2 | 1 467,2 | 655,5 | 19 729,2 |
| 2042 | 10,7 | 10,7 | 9,1 | 1,6 | 1 635,8 | 730,8 | 15 837,4 |
| Итого прибыль-ный период 2025-2034 | 1 183,5 | 1 175,2 | 999,0 | 176,3 | | | 428 364,7 |
| Итого расчетный период 2025-2042 | 1 404,0 | 1 394,2 | 1 185,1 | 209,1 | | | 633 685,8 |



Таблица 4.2.3 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 3

| Годы | Расходы, относимые на себестоимость продукции | | | | | | | | | | | | | | | Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции | Итого расходы, относимые на себестоимость продукции | Производственная себестоимость 1 тонны нефти |
|--|---|---------------------------|---------------------|--|-------------------------------------|--|----------------|-------------------------------------|------------------|-----------------------|----------------|-------------|------------------|--------------------------------|--------------------|--|---|--|
| | ФОТ ППП | Затраты на электроэнергию | Расходы на персонал | Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции | Затраты производственного характера | Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями | Ремонт скважин | Затраты, зависящие от фонда скважин | Арендные затраты | Экологические расходы | Прочие затраты | Страхование | Затраты на НИОКР | Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП | Налог на имущество | | | |
| | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | тыс.тенге/тонну |
| 2025 | 927,3 | 252,1 | 113,1 | 1 456,4 | 900,8 | 160,0 | 508,1 | 144,5 | 747,5 | 12,9 | 5,2 | 2,3 | 388,4 | 207,1 | 386,4 | 593,6 | 6 212,2 | 42,6 |
| 2026 | 927,3 | 305,4 | 126,1 | 1 371,0 | 1 091,2 | 178,4 | 657,1 | 186,9 | 747,5 | 12,8 | 5,8 | 2,5 | 339,0 | 207,1 | 389,2 | 596,3 | 6 547,4 | 50,6 |
| 2027 | 927,3 | 394,4 | 140,6 | 2 124,6 | 1 409,3 | 198,9 | 833,6 | 237,1 | 747,5 | 19,7 | 6,5 | 2,8 | 334,8 | 207,1 | 406,2 | 613,3 | 7 990,5 | 44,8 |
| 2028 | 881,0 | 417,8 | 149,0 | 1 904,7 | 1 492,7 | 210,6 | 929,4 | 264,3 | 710,1 | 19,8 | 6,9 | 3,0 | 513,8 | 196,8 | 374,3 | 571,1 | 8 074,3 | 50,1 |
| 2029 | 836,9 | 442,5 | 157,8 | 1 525,3 | 1 581,1 | 223,1 | 1 036,2 | 294,7 | 674,6 | 17,9 | 7,3 | 3,2 | 517,8 | 187,0 | 346,1 | 533,0 | 7 851,4 | 60,0 |
| 2030 | 795,1 | 468,7 | 167,1 | 1 430,6 | 1 674,6 | 236,3 | 1 155,3 | 328,5 | 640,9 | 18,8 | 7,7 | 3,4 | 469,0 | 177,6 | 324,8 | 502,4 | 7 898,3 | 64,4 |
| 2031 | 755,3 | 496,4 | 177,0 | 1 238,7 | 1 773,7 | 250,3 | 1 268,6 | 360,8 | 608,8 | 18,2 | 8,2 | 3,6 | 490,3 | 168,7 | 305,1 | 473,8 | 7 923,6 | 74,4 |
| 2032 | 717,5 | 525,8 | 187,5 | 971,1 | 1 878,7 | 265,1 | 1 414,4 | 402,2 | 578,4 | 16,0 | 8,7 | 3,8 | 474,9 | 160,3 | 288,4 | 448,7 | 7 892,6 | 93,8 |
| 2033 | 681,7 | 556,9 | 198,6 | 825,8 | 1 989,8 | 280,8 | 1 552,6 | 441,5 | 549,5 | 15,3 | 9,2 | 4,0 | 417,9 | 152,3 | 273,9 | 426,2 | 7 949,7 | 110,3 |
| 2034 | 647,6 | 589,9 | 210,3 | 602,4 | 2 107,6 | 297,4 | 1 595,8 | 453,8 | 522,0 | 12,5 | 9,7 | 4,2 | 399,2 | 144,7 | 263,0 | 407,7 | 7 860,1 | 148,5 |
| 2035 | 615,2 | 624,8 | 222,7 | 530,3 | 2 232,3 | 315,0 | 1 749,0 | 497,4 | 495,9 | 12,3 | 10,3 | 4,5 | 326,9 | 137,4 | 255,4 | 392,8 | 8 029,3 | 172,5 |
| 2036 | 584,4 | 661,7 | 235,9 | 474,0 | 2 364,3 | 333,6 | 1 950,0 | 554,5 | 471,1 | 12,3 | 10,9 | 4,7 | 320,4 | 130,6 | 247,4 | 378,0 | 8 356,1 | 200,2 |
| 2037 | 555,2 | 700,9 | 249,9 | 378,3 | 2 504,2 | 353,4 | 1 124,6 | 319,8 | 447,5 | 10,9 | 11,6 | 5,0 | 320,4 | 124,0 | 242,6 | 366,7 | 7 348,3 | 221,4 |
| 2038 | 527,5 | 742,4 | 264,7 | 332,0 | 2 652,4 | 374,3 | 1 253,8 | 356,5 | 425,2 | 10,7 | 12,3 | 5,3 | 284,1 | 117,8 | 237,0 | 354,8 | 7 595,8 | 260,1 |
| 2039 | 501,1 | 786,3 | 280,3 | 277,9 | 2 809,4 | 396,4 | 1 397,9 | 397,5 | 403,9 | 10,0 | 13,0 | 5,6 | 69,4 | 111,9 | 232,0 | 343,9 | 7 692,6 | 313,5 |
| 2040 | 476,0 | 832,8 | 296,9 | 221,5 | 2 975,6 | 419,9 | 1 558,5 | 443,2 | 383,7 | 8,9 | 13,7 | 6,0 | 72,6 | 106,3 | 227,8 | 334,2 | 8 043,6 | 409,8 |
| 2041 | 452,2 | 882,1 | 314,5 | 167,8 | 3 151,7 | 444,7 | 1 737,6 | 494,1 | 364,5 | 7,5 | 14,6 | 6,3 | 76,2 | 101,0 | 224,5 | 325,5 | 8 439,4 | 565,7 |
| 2042 | 429,6 | 934,3 | 333,1 | 120,4 | 3 338,2 | 471,0 | 1 937,3 | 550,9 | 346,3 | 6,1 | 15,4 | 6,7 | 80,2 | 96,0 | 222,0 | 317,9 | 8 887,5 | 827,5 |
| Итого прибыль- ный период 2025-2034 | 8 097,1 | 4 450,0 | 1 627,0 | 13 450,7 | 15 899,5 | 2 300,8 | 10 951,2 | 3 114,2 | 6 526,5 | 163,9 | 75,3 | 32,7 | 4 345,1 | 1 808,7 | 3 357,3 | 5 166,1 | 76 200,0 | 64,4 |
| Итого расчетный период 2025-2042 | 12 238,4 | 10 615,2 | 3 825,1 | 15 952,9 | 37 927,5 | 5 409,1 | 23 659,8 | 6 728,3 | 9 864,6 | 242,4 | 177,1 | 76,9 | 5 895,4 | 2 733,9 | 5 246,0 | 7 979,8 | 140 592,6 | 100,1 |



Таблица 4.2.4 - Расчет затрат, включаемых в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 3

| Годы | Расходы периода | | | | | | | | Расходы по реализации | | Налоги и отчисления | | | Итого налоги и платежи, включаемые в расходы периода | Обучение казахстанских специалистов | Отчисления для ликвидации последствий недропользования | Итого расходы периода |
|---|------------------------------|---------------------|--|--|------------------|------------------------|--|----------------|----------------------------|-------------------------------|---|----------------------|-------------------------------------|--|-------------------------------------|--|-----------------------|
| | ФОТ АУП и персонала по сбыту | Расходы на персонал | Амортизация нематериальных активов и исторических затрат | Услуги, выполненные сторонними организациями | Арендные затраты | Затраты на страхование | Социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры | Прочие расходы | Расходы на транспорт нефти | Экспортная таможенная пошлина | Налоги, отчисляемые от ФОТ АУП и персонала по сбыту | Альтернативный налог | Прочие налоги и отчисления в бюджет | | | | |
| | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге |
| 2025 | 1 909,9 | 83,0 | 2 932,8 | 972,8 | 87,5 | 253,9 | 16,3 | 235,8 | 3 885,1 | 3 910,2 | 146,0 | 3 479,2 | 57,7 | 3 682,9 | 56,9 | 50,4 | 18 077,5 |
| 2026 | 1 909,9 | 92,5 | 2 932,8 | 1 084,6 | 87,5 | 283,0 | 16,3 | 235,8 | 3 845,6 | 3 471,6 | 146,0 | 5 258,0 | 56,4 | 5 460,4 | 76,8 | 44,8 | 19 541,6 |
| 2027 | 1 909,9 | 103,1 | 2 932,8 | 1 209,3 | 87,5 | 315,6 | 16,3 | 235,8 | 5 902,5 | 5 328,4 | 146,0 | 6 649,0 | 72,7 | 6 867,8 | 100,0 | 61,6 | 25 070,5 |
| 2028 | 1 814,4 | 109,2 | 2 932,8 | 1 280,8 | 83,1 | 334,2 | 16,3 | 224,0 | 5 948,1 | 5 369,5 | 138,7 | 6 164,3 | 73,0 | 6 376,0 | 75,9 | 55,7 | 24 620,1 |
| 2029 | 1 723,7 | 115,7 | 2 932,8 | 1 356,6 | 79,0 | 354,0 | 16,3 | 212,8 | 5 387,4 | 4 863,4 | 131,7 | 7 216,1 | 68,7 | 7 416,5 | 74,3 | 45,2 | 24 577,8 |
| 2030 | 1 637,5 | 122,5 | 2 932,8 | 1 436,9 | 75,0 | 374,9 | 16,3 | 202,2 | 5 631,6 | 5 083,9 | 125,2 | 7 707,6 | 70,6 | 7 903,3 | 75,9 | 42,4 | 25 535,3 |
| 2031 | 1 555,6 | 129,8 | 2 932,8 | 1 521,9 | 71,3 | 397,1 | 16,3 | 192,0 | 5 455,2 | 6 138,9 | 118,9 | 9 384,1 | 74,1 | 9 577,1 | 76,6 | 36,9 | 28 101,6 |
| 2032 | 1 477,8 | 137,5 | 2 932,8 | 1 612,0 | 67,7 | 420,6 | 16,3 | 182,4 | 4 800,9 | 5 404,9 | 113,0 | 11 507,5 | 68,7 | 11 689,2 | 76,6 | 29,1 | 28 847,9 |
| 2033 | 1 403,9 | 145,6 | 2 932,8 | 1 707,4 | 64,3 | 445,5 | 16,3 | 173,3 | 4 585,3 | 5 109,1 | 107,3 | 12 289,5 | 66,8 | 12 463,6 | 76,2 | 24,9 | 29 148,3 |
| 2034 | 1 333,8 | 154,2 | 2 932,8 | 1 808,4 | 61,1 | 471,9 | 16,3 | 164,7 | 3 755,0 | 4 479,7 | 101,9 | 12 224,9 | 61,1 | 12 388,0 | 76,4 | 18,3 | 27 660,5 |
| 2035 | 1 267,1 | 163,3 | 0,0 | 1 915,4 | 58,1 | 499,8 | 16,3 | 156,4 | 3 680,8 | 4 557,2 | 96,8 | 12 694,0 | 49,6 | 12 840,5 | 78,2 | 0,0 | 25 233,1 |
| 2036 | 1 203,7 | 173,0 | 0,0 | 2 028,7 | 55,2 | 529,4 | 16,3 | 148,6 | 3 680,2 | 4 364,2 | 92,0 | 11 974,3 | 49,2 | 12 115,5 | 80,7 | 0,0 | 24 395,4 |
| 2037 | 1 143,5 | 183,2 | 0,0 | 2 148,8 | 52,4 | 560,7 | 16,3 | 141,2 | 3 263,4 | 3 471,1 | 87,4 | 10 851,5 | 44,3 | 10 983,2 | 72,2 | 0,0 | 22 036,1 |
| 2038 | 1 086,3 | 194,1 | 0,0 | 2 275,9 | 49,8 | 593,9 | 16,3 | 134,1 | 3 201,9 | 3 054,6 | 83,0 | 9 838,3 | 42,8 | 9 964,1 | 73,3 | 0,0 | 20 644,2 |
| 2039 | 1 032,0 | 205,6 | 0,0 | 2 410,6 | 47,3 | 629,0 | 16,3 | 127,4 | 2 998,6 | 2 565,9 | 78,9 | 8 923,6 | 40,4 | 9 042,9 | 69,5 | 0,0 | 19 145,1 |
| 2040 | 980,4 | 217,7 | 0,0 | 2 553,2 | 44,9 | 666,2 | 16,3 | 121,0 | 2 674,6 | 2 052,7 | 74,9 | 8 080,9 | 37,6 | 8 193,4 | 72,7 | 0,0 | 17 593,3 |
| 2041 | 931,4 | 230,6 | 0,0 | 2 704,3 | 42,7 | 705,7 | 16,3 | 115,0 | 2 266,3 | 1 560,0 | 71,2 | 7 308,3 | 34,6 | 7 414,1 | 76,3 | 0,0 | 16 062,6 |
| 2042 | 884,8 | 244,3 | 0,0 | 2 864,3 | 40,5 | 747,4 | 16,3 | 109,2 | 1 819,2 | 1 123,2 | 67,6 | 6 615,6 | 31,7 | 6 714,9 | 80,3 | 0,0 | 14 644,5 |
| Итого прибыль- ный период 2025-2034 | 16 676,4 | 1 193,1 | 29 328,3 | 13 990,8 | 764,1 | 3 650,8 | 162,8 | 2 058,8 | 49 196,8 | 49 159,6 | 1 274,6 | 81 880,3 | 669,8 | 83 824,7 | 765,5 | 409,3 | 251 181,0 |
| Итого расчетный период 2025-2042 | 25 205,8 | 2 804,9 | 29 328,3 | 32 891,9 | 1 154,9 | 8 582,9 | 293,0 | 3 111,8 | 72 781,8 | 71 908,5 | 1 926,5 | 158 167,0 | 1 000,0 | 161 093,5 | 1 368,7 | 409,3 | 410 935,3 |



Таблица 4.2.5 - Расчет налогооблагаемый дохода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 3

| Годы | Всего расходы, связанные с обычной деят-ельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с и расходы периода) | Общие расходы (включаемые в с/с и расходы периода), приходящиеся на 1 тонну нефти | Балансовая прибыль (+), убыток (-) | Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода | Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода | Налогообла-гаемый доход |
|------------------------------------|---|---|------------------------------------|--|---|-------------------------|
| | млн.тенге | тыс.тенге/тонну | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге |
| 2025 | 24 289,7 | 166,6 | 9 609,1 | 3 864,1 | 23 764,5 | 10 134,3 |
| 2026 | 26 088,9 | 201,6 | 7 389,4 | 3 496,0 | 25 281,1 | 8 197,3 |
| 2027 | 33 061,0 | 185,6 | 18 324,0 | 3 849,2 | 31 852,7 | 19 532,2 |
| 2028 | 32 694,4 | 203,0 | 19 087,2 | 3 218,8 | 31 075,6 | 20 705,9 |
| 2029 | 32 429,2 | 247,9 | 14 471,6 | 3 315,6 | 31 286,7 | 15 614,1 |
| 2030 | 33 433,6 | 272,6 | 15 593,2 | 3 310,1 | 32 380,3 | 16 646,5 |
| 2031 | 36 025,1 | 338,1 | 11 465,6 | 3 320,2 | 35 173,7 | 12 317,0 |
| 2032 | 36 740,5 | 436,8 | 5 054,5 | 3 327,6 | 36 164,2 | 5 630,8 |
| 2033 | 37 098,0 | 514,8 | 2 820,2 | 3 326,7 | 36 666,1 | 3 252,0 |
| 2034 | 35 520,6 | 671,1 | -2 831,1 | 3 332,5 | 35 317,8 | -2 628,3 |
| 2035 | 33 262,5 | 714,8 | -1 218,9 | 3 336,4 | 36 068,5 | -4 024,9 |
| 2036 | 32 751,4 | 784,8 | -713,5 | 2 835,3 | 35 112,8 | -3 074,8 |
| 2037 | 29 384,4 | 885,3 | -974,2 | 2 916,8 | 31 922,8 | -3 512,6 |
| 2038 | 28 240,0 | 966,8 | -366,0 | 2 467,0 | 30 375,1 | -2 501,0 |
| 2039 | 26 837,7 | 1 093,8 | -732,9 | 2 164,5 | 28 724,3 | -2 619,4 |
| 2040 | 25 636,9 | 1 306,1 | -2 353,1 | 1 885,2 | 27 300,5 | -4 016,7 |
| 2041 | 24 502,0 | 1 642,5 | -4 772,8 | 1 644,3 | 25 978,5 | -6 249,3 |
| 2042 | 23 532,0 | 2 190,9 | -7 694,6 | 1 433,8 | 24 845,4 | -9 007,9 |
| Итого прибыль-ный период 2025-2034 | 327 381,0 | 276,6 | 100 983,7 | 34 360,9 | 318 962,9 | 109 401,8 |
| Итого расчетный период 2025-2042 | 551 527,9 | 392,8 | 82 157,9 | 53 044,1 | 559 290,8 | 74 395,0 |

Таблица 4.2.6 - Расчет дохода Государства в ценах с учетом инфляции. Вариант 3

| Годы | Налог на имущество | Экспортная таможенная пошлина | Корпоративный подоходный налог | Подоходный налог с физических лиц | Социальные отчисления, социальный налог и отчисления в ФОМС | Прочие налоги | Всего |
|-----------------------------------|--------------------|-------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|---|---------------|-----------|
| | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге |
| 2025 | 386,4 | 3 910,2 | 2 026,9 | 218,4 | 353,1 | 57,7 | 6 952,7 |
| 2026 | 389,2 | 3 471,6 | 1 639,5 | 201,5 | 353,1 | 56,4 | 6 111,2 |
| 2027 | 406,2 | 5 328,4 | 3 906,4 | 201,5 | 353,1 | 72,7 | 10 268,4 |
| 2028 | 374,3 | 5 369,5 | 4 141,2 | 191,5 | 335,5 | 73,0 | 10 484,9 |
| 2029 | 346,1 | 4 863,4 | 3 122,8 | 181,9 | 318,7 | 68,7 | 8 901,6 |
| 2030 | 324,8 | 5 083,9 | 3 329,3 | 172,8 | 302,8 | 70,6 | 9 284,0 |
| 2031 | 305,1 | 6 138,9 | 2 463,4 | 164,1 | 287,6 | 74,1 | 9 433,3 |
| 2032 | 288,4 | 5 404,9 | 1 126,2 | 155,9 | 273,2 | 68,7 | 7 317,3 |
| 2033 | 273,9 | 5 109,1 | 650,4 | 148,1 | 259,6 | 66,8 | 6 507,9 |
| 2034 | 263,0 | 4 479,7 | 0,0 | 140,7 | 246,6 | 61,1 | 5 191,2 |
| 2035 | 255,4 | 4 557,2 | 0,0 | 133,7 | 234,3 | 49,6 | 5 230,2 |
| 2036 | 247,4 | 4 364,2 | 0,0 | 127,0 | 222,6 | 49,2 | 5 010,3 |
| 2037 | 242,6 | 3 471,1 | 0,0 | 120,7 | 211,4 | 44,3 | 4 090,1 |
| 2038 | 237,0 | 3 054,6 | 0,0 | 114,6 | 200,9 | 42,8 | 3 649,8 |
| 2039 | 232,0 | 2 565,9 | 0,0 | 108,9 | 190,8 | 40,4 | 3 138,0 |
| 2040 | 227,8 | 2 052,7 | 0,0 | 103,5 | 181,3 | 37,6 | 2 602,8 |
| 2041 | 224,5 | 1 560,0 | 0,0 | 98,3 | 172,2 | 34,6 | 2 089,6 |
| 2042 | 222,0 | 1 123,2 | 0,0 | 93,4 | 163,6 | 31,7 | 1 633,8 |
| Итого прибыльный период 2025-2034 | 3 357,3 | 49 159,6 | 22 406,0 | 1 776,5 | 3 083,3 | 669,8 | 80 452,6 |
| Итого расчетный период 2025-2042 | 5 246,0 | 71 908,5 | 22 406,0 | 2 676,5 | 4 660,3 | 1 000,0 | 107 897,4 |



Таблица 4.2.7 - Расчет чистой прибыли, в ценах с учетом инфляции.Вариант 3

| Годы | Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков | Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков | Корпоративный подходный налог | Чистая прибыль после выплаты корпоративного подоходного налога |
|------------------------------------|--|---|----------------------------------|---|
| | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге |
| 2025 | 10 134,3 | 10 134,3 | 2 026,9 | 7 582,3 |
| 2026 | 8 197,3 | 8 197,3 | 1 639,5 | 5 750,0 |
| 2027 | 19 532,2 | 19 532,2 | 3 906,4 | 14 417,5 |
| 2028 | 20 705,9 | 20 705,9 | 4 141,2 | 14 946,0 |
| 2029 | 15 614,1 | 15 614,1 | 3 122,8 | 11 348,8 |
| 2030 | 16 646,5 | 16 646,5 | 3 329,3 | 12 263,9 |
| 2031 | 12 317,0 | 12 317,0 | 2 463,4 | 9 002,2 |
| 2032 | 5 630,8 | 5 630,8 | 1 126,2 | 3 928,3 |
| 2033 | 3 252,0 | 3 252,0 | 650,4 | 2 169,8 |
| 2034 | -2 628,3 | 0,0 | 0,0 | -2 831,1 |
| 2035 | -4 024,9 | 0,0 | 0,0 | -1 218,9 |
| 2036 | -3 074,8 | 0,0 | 0,0 | -713,5 |
| 2037 | -3 512,6 | 0,0 | 0,0 | -974,2 |
| 2038 | -2 501,0 | 0,0 | 0,0 | -366,0 |
| 2039 | -2 619,4 | 0,0 | 0,0 | -732,9 |
| 2040 | -4 016,7 | 0,0 | 0,0 | -2 353,1 |
| 2041 | -6 249,3 | 0,0 | 0,0 | -4 772,8 |
| 2042 | -9 007,9 | 0,0 | 0,0 | -7 694,6 |
| Итого прибыль-ный период 2025-2034 | 109 401,8 | 112 030,1 | 22 406,0 | 78 577,7 |
| Итого расчетный период 2025-2042 | 74 395,0 | 112 030,1 | 22 406,0 | 59 751,9 |

Таблица 4.2.8 - Расчет потоков денежной наличности, в ценах с учетом инфляции. Вариант 3

| Годы | Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат | Поток денежной наличности с учетом инфляции | Накопленный поток денежной наличности | В.Н.П. (IRR), без учета инфляции | Дисконтирован-ный поток денеж- ной наличности (Чистая приведен-ная стоимость) (дисконт 10%) без учета инфляции | Срок окупаемости (дисконт 10) без учета инфляции |
|------------------------------------|--|---|--|-------------------------------------|--|--|
| | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | % | млн.тенге | лет |
| 2025 | 7 582,3 | 11 971,5 | 11 971,5 | 5,0 | 52 047,2 | |
| 2026 | 5 750,0 | 8 414,7 | 20 386,2 | 14,6 | 58 145,0 | |
| 2027 | 14 417,5 | 16 969,0 | 37 355,2 | 24,9 | 68 173,5 | |
| 2028 | 14 946,0 | 19 783,5 | 57 138,7 | 30,7 | 77 309,8 | |
| 2029 | 11 348,8 | 15 783,8 | 72 922,5 | 33,4 | 83 531,6 | |
| 2030 | 12 263,9 | 16 523,9 | 89 446,4 | 35,0 | 88 810,3 | |
| 2031 | 9 002,2 | 13 055,7 | 102 502,1 | 35,9 | 92 643,5 | |
| 2032 | 3 928,3 | 7 703,8 | 110 205,8 | 36,3 | 94 854,4 | |
| 2033 | 2 169,8 | 5 924,8 | 116 130,6 | 36,5 | 96 384,8 | |
| 2034 | -2 831,1 | 604,4 | 116 735,0 | 36,5 | 96 849,9 | |
| 2035 | -1 218,9 | -782,1 | 115 952,9 | 36,5 | 97 074,1 | |
| 2036 | -713,5 | -239,5 | 115 713,4 | 36,5 | 97 176,0 | |
| 2037 | -974,2 | -750,8 | 114 962,7 | 36,5 | 97 078,3 | |
| 2038 | -366,0 | -34,0 | 114 928,7 | 36,5 | 96 932,6 | |
| 2039 | -732,9 | -454,9 | 114 473,7 | 36,5 | 96 709,7 | |
| 2040 | -2 353,1 | -2 131,5 | 112 342,2 | 36,5 | 96 399,9 | |
| 2041 | -4 772,8 | -4 605,0 | 107 737,2 | 36,5 | 96 021,4 | |
| 2042 | -7 694,6 | -7 574,1 | 100 163,0 | 36,5 | 95 599,9 | |
| Итого прибыль-ный период 2025-2034 | 78 577,7 | 116 735,0 | 116 735,0 | 36,5 | 96 849,9 | 1 |
| Итого расчетный период 2025-2042 | 59 751,9 | 100 163,0 | 100 163,0 | 36,5 | 95 599,9 | 1 |



4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

В таблице 4.3.1 приведены данные об извлекаемых запасах нефти и КИН по месторождению Каратурун Морской по состоянию изученности на 01.04.2025 г., (протокол № 2772-25-У от 22.10.2025 г.), утвержденных в ГКЗ РК, а также рекомендуемые КИН и извлекаемые запасы по состоянию на 01.04.2025 г.

Ранее утвержденный коэффициент нефтеизвлечения по месторождению Каратурун Морской – 0,341 д.ед.

В настоящей работе КИНЫ были рассчитаны по 3 вариантам, различающихся количеством пробуренных скважин. Рекомендуемый к утверждению вариант разработки – это вариант 3, который предусматривает бурение 10 добывающих скважин.

Текущий коэффициент извлечения нефти на 01.04.2025 г. по месторождению Каратурун Морской – 0,205 д.ед.

В таблице 4.3.1 представлено сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов нефти и КИН с ранее утвержденными и числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых.

Таблица 4.3.1 – Месторождение Каратурун Морской. Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов нефти и КИН с ранее утвержденными и числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых

| Горизонт | Ранее утвержденные | | | Рекомендуемые | | | Изменение | | | |
|--------------------------|--------------------|---------------------------------|--------------|------------------|---------------------------------|--------------|---------------------------|--------------|--------------|--------------|
| | Категория | Извлекаемые запасы нефти, тыс.т | КИН, д.ед. | Категория | Извлекаемые запасы нефти, тыс.т | КИН, д.ед. | Извлекаемых запасов нефти | | КИНа | |
| | | | | | | | ± тыс.т | ± % | ± доли ед. | ± % |
| Ю-I | C ₁ | 1 | 0,076 | C ₁ | 17 | 0,168 | 16 | 1600,0 | 0,092 | 121,1 |
| | C ₂ | 3 | 0,053 | C ₂ | 14 | 0,118 | 11 | 366,7 | 0,065 | 122,6 |
| Ю-II | C ₁ | 25 | 0,076 | C ₁ | 89 | 0,168 | 64 | 256,0 | 0,092 | 121,1 |
| | C ₂ | 9 | 0,053 | C ₂ | 16 | 0,118 | 7 | 77,8 | 0,065 | 122,6 |
| Ю-III | C ₂ | 46 | 0,053 | C ₂ | 94 | 0,118 | 48 | 104,3 | 0,065 | 122,6 |
| I объект | C ₁ | 26 | 0,076 | C ₁ | 106 | 0,168 | 80 | 307,7 | 0,092 | 121,1 |
| | C ₂ | 58 | 0,053 | C ₂ | 124 | 0,118 | 66 | 113,8 | 0,065 | 122,6 |
| Ю-IV | B+C ₁ | 338 | 0,388 | B+C ₁ | 463 | 0,453 | 125 | 37,0 | 0,065 | 16,8 |
| Ю-V | B+C ₁ | 764 | 0,388 | B+C ₁ | 1067 | 0,453 | 303 | 39,7 | 0,065 | 16,8 |
| Ю-VI | C ₁ | | | | 58 | 0,453 | 58 | 100,0 | 0,453 | 100,0 |
| | C ₂ | 34 | 0,272 | C ₂ | 33 | 0,317 | -1 | -2,9 | 0,045 | 16,5 |
| II объект | B+C ₁ | 1102 | 0,388 | B+C ₁ | 1588 | 0,453 | 486 | 44,1 | 0,065 | 16,8 |
| | C ₂ | 34 | 0,272 | C ₂ | 33 | 0,317 | -1 | -2,9 | 0,045 | 16,5 |
| Ю-VII | C ₁ | 23 | 0,313 | C ₁ | 32 | 0,344 | 9 | 39,1 | 0,031 | 9,9 |
| | C ₂ | 4 | 0,219 | C ₂ | 4 | 0,241 | 0 | 0,0 | 0,022 | 10,0 |
| Ю-VIII | C ₁ | 114 | 0,313 | C ₁ | 150 | 0,344 | 36 | 31,6 | 0,031 | 9,9 |
| | C ₂ | 17 | 0,219 | C ₂ | 25 | 0,241 | 8 | 47,1 | 0,022 | 10,0 |
| Ю-IX | C ₁ | 225 | 0,313 | C ₁ | 258 | 0,344 | 33 | 14,7 | 0,031 | 9,9 |
| Ю-X | C ₁ | 122 | 0,313 | C ₁ | 193 | 0,344 | 71 | 58,2 | 0,031 | 9,9 |
| III объект | C ₁ | 484 | 0,313 | C ₁ | 633 | 0,344 | 149 | 30,8 | 0,031 | 9,9 |
| | C ₂ | 21 | 0,219 | C ₂ | 29 | 0,241 | 8 | 38,1 | 0,022 | 10,0 |
| В целом по месторождению | B+C ₁ | 1612 | 0,341 | C ₁ | 2327 | 0,390 | 715 | 44,4 | 0,049 | 14,4 |
| | C ₂ | 113 | 0,088 | C ₂ | 186 | 0,146 | 73 | 64,6 | 0,058 | 65,9 |

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

Сравнение основных технико-экономических показателей вариантов разработки представлены в таблице 5.1.1.

Расчетный период по вариантам составил:

1 вариант – 20 лет (2025 – 2044гг.);

2 вариант – 18 лет (2025 – 2042гг.);

3 вариант – 18 лет (2025-2042гг.).

Сравнение вариантов производится по рентабельному (прибыльному) периоду. За рентабельный (прибыльный) период разработки принимается период получения положительных значений текущего годового потока денежной наличности.

Экономические расчеты показали, что при принятых, для расчетов, нормативов эксплуатационных затрат, капитальных вложениях и ценах на реализацию продукции, (при расчетах в ценах с учетом инфляции) и допущениях, рентабельный (прибыльный) период по вариантам составил:

Вариант 1 – 8 лет (2025 – 2032 гг.);

Вариант 2 – 9 лет (2025 – 2033 гг.);

Вариант 3 – 10 лет (2025 – 2034 гг.).

Суммарный объем добычи нефти, за рентабельный (прибыльный) период по вариантам составляет:

1 вариант – 861,6 тыс.тонн;

2 вариант – 1 099,6 тыс.тонн;

3 вариант – 1 183,5 тыс.тонн.

Суммарный объем добычи нефти в третьем варианте на 27,2% больше, чем в первом варианте и на 7,1% больше, чем во втором варианте.

Суммарная выручка от реализации продукции, за прибыльный период, в ценах с учетом инфляции составляет:

1 вариант – 282 882,0 млн.тенге;

2 вариант – 383 138,5 млн.тенге;

3 вариант – 428 364,7 млн.тенге.

Суммарная выручка от реализации продукции в третьем варианте на 34,0% больше чем в первом варианте и на 10,6% больше, чем во втором варианте.

Объем необходимых инвестиций, без учета НДС, при расчете в ценах с учетом инфляции, за прибыльный период, составил:

- 1 вариант – 490,8 млн.тенге;
- 2 вариант – 3 725,8 млн.тенге;
- 3 вариант – 4 621,7 млн.тенге.

Объем инвестиций в третьем варианте на 89,4% больше чем в первом варианте и на 19,4% больше, чем во втором варианте.

Суммарные эксплуатационные затраты, в ценах с учетом инфляции, за прибыльный период, составляют:

- 1 вариант – 231 889,0 млн.тенге;
- 2 вариант – 287 805,6 млн.тенге;
- 3 вариант – 327 381,0 млн.тенге.

Суммарные эксплуатационные затраты в третьем варианте на 29,2% больше чем в первом варианте и на 12,1% больше, чем во втором варианте.

Суммарные выплаты Государству в виде налогов за прибыльный период в ценах с учетом инфляции составили:

- 1 вариант – 51 075,0 млн.тенге;
- 2 вариант – 72 054,5 млн.тенге;
- 3 вариант – 80 452,6 млн.тенге.

Суммарные выплаты Государству в третьем варианте на 36,5% больше чем в первом варианте и на 10,4% больше, чем во втором варианте.

Накопленная чистая прибыль за прибыльный период в ценах с учетом инфляции составила:

- 1 вариант – 38 387,8 млн.тенге;
- 2 вариант – 74 610,7 млн.тенге;
- 3 вариант – 78 577,7 млн.тенге.

Накопленная чистая прибыль в третьем варианте на 51,1% больше чем в первом варианте и на 5,0% больше, чем во втором варианте.

Внутренняя норма прибыли (ВНП) по рассматриваемому проекту по вариантам за рентабельный (прибыльный) период, в ценах без учета инфляции, составляет

- 1 вариант – 31,5%;
- 2 вариант – 36,0%;
- 2 вариант – 36,5%.

Значение ВНП больше 10%, что говорит о рентабельности варианта разработки.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость), за рентабельный (прибыльный) период, при ставке дисконта 10%, в ценах без учета инфляции по вариантам составляет:

1 вариант – 81 854,6 млн.тенге;

2 вариант – 94 618,9 млн.тенге

3 вариант – 96 849,9 млн.тенге

Накопленный дисконтированный поток наличности в третьем варианте на 15,5% больше чем в первом варианте и на 2,3% больше, чем во втором варианте.

Коэффициент извлечения нефти, за прибыльный период, составляет:

1 вариант – 0,341 доли ед.;

2 вариант – 0,381 доли ед;

3 вариант – 0,395 доли ед;

На основе полученных результатов экономического расчета можно сделать следующие выводы:

- наибольший накопленный дисконтированный поток денежной наличности приходится по третьему варианту. Чистая приведенная стоимость в третьем варианте на 15,5% больше чем в первом варианте и на 2,3% больше, чем во втором варианте. Основным показателем, характеризующим эффективность проекта, является значение накопленного дисконтированного потока денежной наличности (Чистой приведенной стоимости, NPV).
- наибольшая накопленная чистая прибыль, приходится по третьему варианту. Накопленная чистая прибыль в третьем варианте на 51,1% больше чем в первом варианте и на 5,0% больше, чем во втором варианте;
- наибольшее значение суммарных выплат Государству приходится по первому варианту. Суммарные выплаты Государству в третьем варианте на 36,5% больше чем в первом варианте и на 10,4% больше, чем во втором варианте.

Таким образом, третий вариант разработки, с экономической точки зрения, является наиболее эффективным.

Таблица 5.1.1- Интегральные экономические показатели проекта

| № | Наименование показателей | Расчетный период | | | Прибыльный период | | |
|-----|---|------------------|-----------|-----------|-------------------|-----------|-----------|
| | | Вариант 1 | Вариант 2 | Вариант 3 | Вариант 1 | Вариант 2 | Вариант 3 |
| 1 | Проектный период, годы | 2025-2044 | 2025-2042 | 2025-2042 | 2025-2032 | 2025-2033 | 2025-2034 |
| 2 | Суммарная добыча нефти, тыс.тонн | 1 099,8 | 1 361,1 | 1 404,0 | 861,6 | 1 099,6 | 1 183,5 |
| 3 | Суммарная добыча газа, млн.м3 | 34,4 | 42,9 | 44,5 | 26,8 | 34,5 | 37,3 |
| 4 | Суммарная продажа нефти, тыс.тонн | 1 092,1 | 1 351,6 | 1 394,2 | 855,6 | 1 091,9 | 1 175,2 |
| 5 | Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге | 486 012,5 | 613 737,6 | 633 685,8 | 282 882,0 | 383 138,5 | 428 364,7 |
| 6 | Эксплуатационные затраты, млн.тенге, в том числе: | 538 521,8 | 543 743,3 | 551 527,9 | 231 889,0 | 287 805,6 | 327 381,0 |
| 6.1 | Альтернативный налог , млн.тенге | 169 595,4 | 158 167,0 | 158 167,0 | 57 365,9 | 69 655,4 | 81 880,3 |
| 6.2 | Налог на имущество, млн.тенге | 5 254,6 | 5 153,6 | 5 246,0 | 2 519,8 | 3 029,9 | 3 357,3 |
| 6.3 | Затраты на транспорт нефти, млн.тенге | 55 818,8 | 70 490,4 | 72 781,8 | 32 485,4 | 44 001,8 | 49 196,8 |
| 6.4 | Экспортная таможенная пошлина, млн.тенге | 53 819,3 | 69 303,0 | 71 908,5 | 31 409,5 | 43 232,7 | 49 159,6 |
| 7 | Средние общие затраты на одну тонну продукции, тыс.тенге/тонну | 490,4 | 402,5 | 396,3 | 269,7 | 265,1 | 280,5 |
| 8 | Капитальные вложения, млн.тенге | 842,0 | 4 074,0 | 4 870,1 | 490,8 | 3 725,8 | 4 621,7 |
| 9 | Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.тенге | -53 465,3 | 62 588,5 | 74 395,0 | 62 226,7 | 103 611,1 | 109 401,8 |
| 10 | Корпоративный подоходный налог, млн.тенге | 12 605,1 | 20 722,2 | 22 406,0 | 12 605,1 | 20 722,2 | 22 406,0 |
| 11 | Накопленная чистая прибыль, млн.тенге | -65 114,4 | 49 272,0 | 59 751,9 | 38 387,8 | 74 610,7 | 78 577,7 |
| 12 | Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млн.тенге | 76 179,7 | 93 251,7 | 95 599,9 | 81 854,6 | 94 618,9 | 96 849,9 |
| 13 | Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), % | 31,0 | 36,0 | 36,5 | 31,5 | 36,0 | 36,5 |
| 14 | Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), лет | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 15 | Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге | 80 371,8 | 103 496,0 | 107 897,4 | 51 075,0 | 72 054,5 | 80 452,6 |
| 16 | КИН, доли ед. | 0,381 | 0,425 | 0,432 | 0,341 | 0,381 | 0,395 |

5.2. Учет возможности и предложений казахстанских производителей работ, услуг, товаров

Обязательно использовать оборудование, материалы и готовую продукцию, произведенные в Республике Казахстан, если они отвечают требованиям конкурса и законодательства Республики Казахстан о техническом регулировании.

Обязательно привлекать казахстанских производителей работ, услуг при проведении операций по недропользованию, включая использование воздушного, железнодорожного, водного и других видов транспорта, если эти услуги соответствуют стандартам, ценовым и качественным характеристикам однородных работ и услуг, оказываемых нерезидентами Республики Казахстан.

При привлечении подрядных организаций предусматривать в условиях конкурса положения в части казахстанского содержания в товарах, работах, услугах, а также в отношении персонала, занятого на подрядных работах.

Приобретение товаров, работ и услуг, используемых при проведении операций по недропользованию, производить в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с обязательным использованием реестра товаров, работ и услуг, используемых при проведении операций по недропользованию и их производителей, и/или с использованием иных систем электронного закупа, расположенных в казахстанском сегменте сети Интернет, работа которых синхронизирована с работой реестра товаров, работ и услуг, используемых при проведении операций по недропользованию, и их производителей, в порядке, утвержденном Правительством Республики Казахстан.

Расчет казахстанского содержания в закупках необходимо производить недропользователем/подрядчиком самостоятельно в соответствии с Единой методикой расчета организациями казахстанского содержания при закупке товаров, работ и услуг, утверждаемой Правительством Республики Казахстан, действующей на период осуществления таких закупок.

Казахстанское содержание составляет на товары – 30%, работы – 90%, услуги – 90%.

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

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

Выбор способа эксплуатации и рационального устьевого и внутрискважинного оборудования для добычи нефти и газа на месторождении Каратурун Морской основан на технологических условиях эксплуатации скважин, геолого-промысловой характеристики пласта и физико-химических свойств флюида, с учётом технологических показателей, заданных в рекомендуемом варианте разработки. Анализ работы скважин с использованием винтового штангового насоса, позволил выявить значения параметров, характер соотношений которых обуславливает выбор способа эксплуатации и оборудования для добычи.

Текущие технологические условия эксплуатации скважин

По состоянию на 01.04.2025 г. разработка нефтяных и газовых залежей проводилась на 7-и горизонтах, из которых Ю-I и Ю-II относятся к I объекту, горизонты Ю-VI и Ю-V к II объекту и горизонты Ю-VII+Ю-VIII+IX+X относятся к III объекту.

Дегазированная нефть юрского горизонта характеризуется как тяжелая, плотность при $T=20^{\circ}\text{C}$ колеблется от 0,8791 до 0,9039 г/см³, по содержанию высоковязкая (29,44 – 122,8 мм²/с), среднепарафинистая (3,10 – 4,3 % масс.), сернистая (0,79 – 1,04 % масс), мало и высоко асфальто-смолистая (5,13 – 16,1 % масс).

На дату анализа эксплуатационный добывающий фонд скважин составлял 50 ед., из которых 41 ед. (скв. №35, Э-7, Э-5, Э-13, Э-6, Э-1, ЭР-18, ЭР-19, КМ-1, 113, ЭР-17, 101, 102, 103, 104, 112, 116, 120, 122, 123, 125, 129, 32, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 114, 115, 118, 121, 130, 134, Э-11, Э-2, Э-9, ЭР-16, ЭР-20) в работе и 9 ед. (скв. №18; 36, 37, Э-4, Э-8, Э-10, Э-12, Э-14, Э-15) в бездействии.

Добыча нефти и газа на месторождении Каратурун Морской осуществлялась фонтанным и механизированным способом с использованием винтовых штанговых насосных установок (ВШНУ).

В нагнетательном фонде числится 2 ед. (скв. №Э-3; 33), из которых 1 ед. (скв. №33) в работе и 1 ед. (скв. №34) числится в бездействии.

Структура фонда скважин в целом по месторождению Каратурун Морской отображена в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1 – Характеристика фонда скважин месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.

| Наименование | Характеристика фонда | Кол-во скважин | I объект (Ю-I, Ю-II) | II объект (Ю-IV, Ю-V) | III объект (Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX и Ю-X) |
|--------------------------|----------------------|----------------|----------------------|--|--|
| Фонд добывающих скважин | Добывающие | 50 | 1 (18) | 30 (35, 36, 37, Э-7, Э-12, Э-13, Э-14, Э-15, Э-5, Э-8, Э-6, Э-10, Э-1, Э-4, ЭР-18, ЭР-19, КМ-1, 113, ЭР-17, 101, 102, 103, 104, 112, 116, 120, 122, 123, 125, 129) | 19 (32, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 114, 115, 118, 121, 130, 134 Э-11, Э-2, Э-9, ЭР-16, ЭР-20) |
| | В т.ч. действующие, | 41 | 0 | 22 (35, Э-7, Э-5, Э-13, Э-6, Э-1, ЭР-18, ЭР-19, КМ-1, 113, ЭР-17, 101, 102, 103, 104, 112, 116, 120, 122, 123, 125, 129) | 19 (32, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 114, 115, 118, 121, 130, 134, Э-11, Э-2, Э-9, ЭР-16, ЭР-20) |
| | из них: ВШНУ | 39 | 0 | 22 (35, Э-7, Э-5, Э-13, Э-6, Э-1, ЭР-18, ЭР-19, КМ-1, 113, ЭР-17, 101, 102, 103, 104, 112, 116, 120, 122, 123, 129, 125) | 19 (32, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 114, 115, 118, 130, Э-11, Э-2, Э-9, ЭР-16, ЭР-20, 130) |
| | бездействующие | 9 | 1 (18) | 8 (36, 37, Э-4, Э-8, Э-10, Э-12, Э-14, Э-15) | |
| Нагнетательные | действующие | 1 | | | 1 (33) |
| | бездействующие | 1 | 1 (34) | | |
| Оценочные | | 6 | 1 (133) | 5 (126; 127; 128; 131; 132) | |
| Поисковая | | 1 | | 1 (КМ-10) | |
| Нагнетательная (полигон) | | 1 | | 1 (Э-3) | |
| Наблюдательная | | 2 | | 2 (Н-1, Р-2) | |
| В консервации | | 1 | | 1 (21) | |
| Ликвидированы | | 8 | | 8 (17; 22; 23; 30; 31; 117; 119, 124) | |
| Всего | | 71 | | | |

Для оценки эффективности техники и технологий, применяемых на месторождении для добычи нефти и газа, проведён анализ промысловых данных о состоянии и характеристике работы скважин, а также факторов, осложняющих эксплуатацию.

Анализ работы скважин по состоянию на 01.04.2025 г.

Добывающие скважины

Анализ работы скважин проведен по технологическому режиму за I кв. 2025 гг.

- С дебитом жидкости до 10 м³/сут работали 3 скважины (скв.32, 37, 118). Средняя обводненность составляла в среднем 45,3%, среднее устьевое давление 5,2 МПа (мин. 4,6 МПа (скв.37) – макс. 6,0 МПа (скв.118)) и средний динамический уровне в скважинах 672 м.
- С дебитом жидкости от 10 до 20 м³/сут работали 7 скважины (скв. Э-11, Э-13, ЭР-20, 35, 105, 113, КМ-1). Обводненность составляла в среднем 70%, среднее устьевое

давление 5,14 МПа (мин. 4,0 МПа (скв.Э-13) – макс. 5,9 МПа (скв.113)) и средний динамический уровень в скважинах 352,2 м.

- С дебитом жидкости от 20 до 30 м³/сут работали 4 скважин (скв. Э-9, ЭР-16, 36, 108). Обводненность в скважинах составляла в среднем 72,2%, среднее устьевое давление 4,8 МПа (мин. 4,2 МПа (скв.36) – макс. 5,4 МПа (скв.ЭР-16)). Средний динамический уровень 338,7 м.
- С дебитом жидкости от 30 до 40 м³/сут работали 3 скважины (скв. Э-7, 110, 114). Средняя обводненность в скважинах составила 66,3%, среднее устьевое давление составляло 6,3 МПа (мин. 5,2 МПа (скв.Э-7) – макс. 8,5 МПа (скв. 114)). Средний динамический уровень составляет 335,3 м.
- С дебитом жидкости от 40 до 50 м³/сут работали 5 скважин (скв. Э-25, 200, 207, 209, 210, 212). Средняя обводненность в скважинах составила 67%, среднее устьевое давление составляло 6,2 МПа (мин. 5,2 МПа (скв.ЭР-19) – макс. 8,1 МПа (скв. 102)). Средний динамический уровень составляет 207,5 м.
- С дебитом жидкости от 50 до 100 м³/сут работали 6 скважин (скв. Э-6, ЭР-17, ЭР-18, 103, 109, 111). Средняя обводненность в скважинах составила 57%, среднее устьевое давление составляло 6,4 МПа (мин. 5,2 МПа (скв.ЭР-18) – макс. 8,7 МПа (скв. 103)). Средний динамический уровень составляет 159,6 м.
- С дебитом жидкости свыше 100 м³/сут работали 4 скважины (скв. Э-1, 104, 112, 122). Средняя обводненность в скважинах составила 72,3%, среднее устьевое давление составляло 5,65 МПа (мин. 4,5 МПа (скв.122) – макс. 7,1 МПа (скв. Э-1)). Средний динамический уровень составляет 225 м.

Работа скважин на месторождении характеризовалась следующими параметрами:

- обводненностью продукции в среднем 64,7% в диапазоне от 25 до 90%;
- средним динамическим давлением на устье P_y 5,7 МПа, от 4,0 МПа до 8,7 МПа;
- средним дебитом нефти Q_n 14,3 т/сут, от 1,5 т/сут до 44,7 т/сут;
- среднее газосодержание 31,1 м³/т.

Нагнетательные скважины

На месторождении нагнетание осуществляется на Ю-VII горизонте в рамках ОПИ. Согласно ежемесячному рапорту по нагнетанию, на 01.04.2025 г. работала 1 скважина (скв.33) со средней приемистостью 132,7 м³/сут. При среднем устьевом давлении 5,0 МПа. Скважины находятся в испытании. В проектный период ППД не предусмотрено.

Состояние устьевого и подземного оборудования добывающих скважин



Наземное оборудование скважин, оборудованных ВШНУ, представлено электроприводами насосов «Baker Hughes Lifteq», «Netzsch» и «MOYNO» модели LT-30E и MR1-40 с рабочей мощностью в диапазоне от 22 кВт до 30 кВт.

Подземное оборудование скважин оснащено глубинными винтовыми насосами, и подъем жидкости на поверхность осуществляется при помощи следующих тип модели насосов: NTZ 278*65-ST-10 (Netzsch), NTZ 278*90-DT-16 (Netzsch), NTZ 278*90-DT-25 (Netzsch), NTZ 278*120-DT-16 (Netzsch), 21-D-90 (Baker Hughes lifteq), 32-D-90 (Baker Hughes lifteq), 43-D-90 (Baker Hughes lifteq).

Из 37 действующих скважин, эксплуатирующихся винтовым способом, 1 скважина (скв. №ЭР-16) оборудована насосом китайского производства модели Flexon-33, 1 скважина (скв. №Э-4) оборудована насосом фирмы JN Petroleum Equipment представлены модели TP 32-900, 15 скважин (скв. №Э-7, Э-11, Э-13, ЭР-18, ЭР-19, ЭР-20, 35, 105, 107, 108, 109, 110, 113, 114, 120) оборудованы насосами китайского производства модели GLB-120-27, GLB-120-30, GLB-230-27 и GLB-350-27. 15 скважин (скв. №Э-1, Э-2, Э-6, Э-9, Э-10, ЭР-17, 103, 104, 111, 112, 116, 118, 122, 123, КМ-1) оборудованы насосами модели Weatherford. 3 скважины (скв. №32. 36. 102) оборудованы насосами Netzsch с номинальной подачей жидкости от 14 до 33 м³/сут при 100 об/мин. Статоры насосов спущены на односекционных колоннах НКТ диаметром 73 мм, роторы – на одноступенчатых колоннах штанг диаметром 22 мм.

Проектные технологические условия разработки месторождения

В настоящем Проекте рекомендуемым является второй вариант разработки, согласно которому разработка месторождения предусмотрена без ППД на режиме истощения. Рекомендуемый 2 вариант предусматривает бурение 10 добывающих проектных скважин для разработки II и III объекта. Динамика фонд скважин и показателей разработки по 3 объектам составит следующее:

I объект

- для эксплуатации I объекта разработки (горизонты Ю-I+II) – предусмотрен вывод скважины №18 из бездействия в 2026 г.,
- перевод 2 (132, 133) оценочных скважин под добычу, перевод 1 (125) добывающей скважины со II объекта под добычу в 2029 г.
- перевод 1 (121) добывающей скважины с III объекта в 2030 г. Фонд добывающих скважин составит 5 ед.;

II объект



- Для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV, Ю-V, Ю-IV) – предусмотрено бурение 7 проектных скважин, в 2026 г. – 4 скважины, в 2027 г. – 3 скважины, перевод 4 (Э-9, 106, 107, 130) добывающих скважин с III объекта после отработки на нефть в 2034-2035 гг
- Общий фонд добывающих скважин составит 45 ед.;
- Ввод новых добывающих скважин из бурения в 2026 г. – 4 ед. и в 2027 г. – 3 ед.
- Фонд добывающих скважин по объекту увеличится с 38 ед. в 2026 г. до 45 ед. в 2035 г.;
- Среднегодовой дебит нефти на 1 скважину уменьшится с 8,8 т/сут в 2026 г до 3,4 т/сут в 2035 г.;
- Среднегодовой дебит жидкости на 1 скважину увеличится с отметки 48,7 т/сут в 2026 г. до 103,4 т/сут в 2032 г. и далее имеет тенденцию снижения до 80,3 т/сут в 2035 г.;
- Среднегодовая обводнённость продукции по объекту имеет тенденцию роста с 82% в 2026 г. до 96% в 2035 г.

III объект

- Для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VII+Ю-VIII+IX+X) – предусмотрено бурение 3 проектных скважин, в 2027 г. – 3 скважины. Предусмотрен перевод 11 (Э-10, Э-14, Э-15, Э-17, ЭР-18, ЭР-19, 101, 102, 103, 104, 116) со II объект в 2029-2032 гг., фонд добывающих скважин составит 33 ед.
- Среднегодовой дебит нефти на 1 скважину уменьшится с 13,2 т/сут в 2026 г. до 2,2 т/сут в 2035 г.;
- Среднегодовой дебит жидкости на 1 скважину увеличится с 52,3 т/сут в 2026 г. до 42,5 т/сут в 2035 г.;
- Среднегодовая обводнённость продукции по объекту имеет тенденцию роста от 74,7% в 2026 г. до 94,7% в 2035 г.

Обоснование оборудования фонтанных скважин и расчет минимальных давлений фонтанирования

Устьевое оборудование

Применяемая на месторождении фонтанная арматура АФК 1Э65х21ХЛ по ГОСТ 13846-2003, рассчитанная на рабочее давление 21 МПа, соответствуют условиям эксплуатации фонтанных скважин и рекомендуются для дальнейшего применения.



Ствол фонтанной елки должен быть оборудован запорным устройством ручного управления и главным предохранительным клапаном, автоматического управления. Боковые выкиды арматуры оборудуются регулируемыми штуцерами (или регулируемыми дросселями). Компоновка устья должна включать также следующее оборудование: панели местного управления (для автоматического закрытия задвижек центральной и отводящих линий), с обеспечением возможности остановки в аварийных ситуациях; систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений в скважину и на выход фонтанного клапана в зимнее время, чтобы избежать выпадения парафиновых осадков в выкидных линиях.

Обоснование режимов и оборудование механизированных скважин

Учитывая физико-химические свойства добываемого флюида (высокие вязкость и плотность, низкое газосодержание), существующие условия эксплуатации (высокая обводнённость, наличие мехпримесей, парафина и асфальто-смолистых веществ), а также проектные условия и технологические показатели рекомендуемого варианта разработки, и имеющийся положительный опыт применения винтовых штанговых насосов (ВШНУ), добычу УВ, в рамках настоящего проекта разработки месторождения Каратурун Морской, целесообразно и рационально осуществлять механизированным способом с использованием ВШНУ.

При выборе винтовых штанговых насосных установок особое значение имеет: модель винтового насоса, напор при номинальной подаче (рекомендуется выбирать модель, напор при номинальной подаче которой приблизительно на 30% выше, чем ожидаемое давление); частота вращения ротора винтового насоса в зависимости от подачи; глубина установки насоса в зависимости от газожидкостного фактора (важно обеспечить достаточное погружение, чтобы иметь запас погружения и предохранять винтовой насос от попадания свободного газа).

Выбранная модель винтового насоса должна обеспечивать расчётный дебит с использованием приводной системы, отвечающей необходимым требованиям по высоте подъёма жидкости, крутящему моменту, нагрузке и скорости. Регулировка скорости для вывода системы на заданный режим и достижения её стабильной работы должна проводиться по каждой скважине отдельно, с контролем параметров уровня жидкости, противодавления и дебита.

Привод винтового насоса необходимо подбирать в зависимости от климата района месторождения, в допустимом интервале температур эксплуатации от -40 до +40 °С, с максимальной осевой нагрузкой – в зависимости от количества и веса штанг, с электрическим ограничителем крутящего момента и тормозным устройством. Условиям

эксплуатации скважин ВШНУ соответствует устьевой насосный электропривод фирмы «Baker Hughes Lifteq», «Netzsch» и «МОУНО» модели LT-30E и MR1-40 с рабочей мощностью в диапазоне от 22 кВт до 30 кВт.

Применяемое на месторождении в настоящее время насосы ВШНУ фирмами «Baker Hughes Lifteq», «Netzsch» и «МОУНО» с производительностью от 10 м³/сут до 50 м³/сут, при частоте вращения ротора 100 об/мин и компоновки подземного оборудования, соответствуют условиям эксплуатации и по добычным возможностям позволяют обеспечить проектные дебиты и рекомендуются к дальнейшему применению в процессе реализации настоящего Проекта разработки.

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

В процессе эксплуатации скважин и наземного оборудования месторождения Каратурун Морской возможны такие виды осложнения, как: асфальто-смоло-парафиновые отложения во внутрискважинном и наземном оборудовании; загрязнение призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин; осложнения, связанные с водопроявлениями; коррозия скважинного и наземного оборудования.

Все это приводит к снижению дебита скважин, преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным эксплуатационным затратам на ремонт скважин.

По состоянию на 01.07.2025г. на месторождении Каратурун Морской фонд действующих добывающих скважин 40 ед.

Дегазированная нефть месторождения Каратурун Морской тяжелая, смолистая, сернистая и малопарафинистая [раздел 2.3].

Парафиноотложения

Наличие АСПО снижает производительность скважин, увеличивает износ оборудования, расход электроэнергии и давление в выкидных линиях. Поэтому борьба с АСПО – актуальная задача при добыче нефти.

Методы борьбы с АСПО предусматривают проведение работ по предупреждению выпадения и удалению уже образовавшихся осадков. Предупреждение образования АСПО достигается нанесением защитных покрытий на поверхности труб и другого оборудования из гидрофильных материалов, а также введением различных ингибиторов.

Удаление АСПО достигается путем чистки поверхности труб и оборудование механическими скребками, тепловой и химической обработкой продукции скважин.

Высокое содержание парафинов влечет за собой выпадение твердых органических отложений в подъемных трубах, что может привести к их закупориванию и к снижению дебитов скважин.

Для выбора наиболее эффективных методов и экономически выгодных реагентов различного назначения требуется проведение специального комплекса лабораторных исследований, который определит тип отложений, их состав и способ очистки.

Для предотвращения этого необходимо проведение различного рода мероприятий по предупреждению и устранению последствий образования отложений.



Эффективная эксплуатация нефтепромыслового оборудования характеризуется величиной межочистного периода работы скважин (МОП), т.е. отрезком времени между очистками. Для определения эффективности проводимых профилактических мероприятий проанализированы данные по количеству обработок на скважинах и на основании анализа рассчитан межочистной период работы скважин:

Межочистной период работы скважин рассчитывается по формуле:

$$МОП = \frac{T}{N},$$

где: T - сумма времени, отработанного скважинами;

N - суммарное количество обработок за расчётный период времени.

По проведенным работам ОГВ на месторождении Каратурун Морской результаты МОП за анализируемый период представлены ниже в таблице 6.2.1.

Таблица 6.2.1 - МОП после ОГВ месторождении Каратурун Морской за анализируемый период

| № скв. | Количество ОГВ обработок за 2023 год | | | | | | | | | | | | Всего обр. | МОП, сут |
|--------|--------------------------------------|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|------|-----|---------------|-------------|
| | январь | фев | март | апр | май | июн | июл | авг | сент | окт | нояб | дек | | |
| Э-1 | | | | 1 | 2 | 1 | | | | | 2 | 2 | 8 | 45,63 |
| Э-2 | | | 1 | 1 | 2 | 1 | 1 | 1 | | | 1 | 1 | 9 | 40,56 |
| Э-4 | | | | 1 | | 1 | | | | | | 1 | 3 | 121,67 |
| Э-5 | | | | 1 | 1 | | 1 | 1 | | | | | 4 | 91,25 |
| Э-6 | 1 | 2 | | | 2 | | 1 | | | | 2 | | 5 | 73,00 |
| Э-7 | 2 | 2 | | | | 2 | 3 | | | | 1 | | 5 | 73,00 |
| Э-9 | | | 1 | 1 | 1 | 1 | | 1 | | | | | 5 | 73,00 |
| Э-10 | 1 | | | | 2 | | 1 | 1 | | | | | 5 | 73,00 |
| Э-11 | | | 1 | | 1 | | 1 | | | | 1 | | 4 | 91,25 |
| Э-13 | 1 | 2 | | 1 | | | | 1 | | | | | 5 | 73,00 |
| Э-15 | | 1 | 2 | | | | | | | | | 1 | 4 | 91,25 |
| Эр-16 | 1 | | 2 | 2 | 2 | 1 | 3 | 2 | | | | | 13 | 28,08 |
| Эр-17 | 1 | 1 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 1 | | | 1 | | 11 | 33,18 |
| Эр-18 | 1 | 1 | 1 | 2 | 1 | 2 | | | | | | 2 | 10 | 36,50 |
| Эр-19 | 1 | 1 | 1 | 2 | 1 | 3 | | | | | | 1 | 10 | 36,50 |
| Эр-20 | | | | 1 | 1 | 1 | | | | | | 1 | 4 | 91,25 |
| 18 | 2 | | | | 1 | 1 | 2 | | | | | | 6 | 60,83 |
| 32 | 1 | | 1 | 1 | 1 | | | | | | | | 4 | 91,25 |
| 35 | | | | 1 | 1 | | | | | | | | 2 | 182,50 |
| 36 | | | 3 | 1 | | | | | | | | | 4 | 91,25 |
| 37 | | | | 1 | 2 | | | | | | | | 3 | 121,67 |
| 102 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | | | | | | | 6 | 60,83 |
| 103 | | 1 | | 2 | 1 | | | | | | | | 4 | 91,25 |
| 104 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | | | | | 1 | | 7 | 52,14 |
| 105 | | | | | 1 | | | | | | | | 1 | 365,00 |
| 106 | | | | | 1 | 1 | | | | | | | 2 | 182,50 |
| 107 | 1 | 2 | 4 | | 2 | | | | | | 1 | | 10 | 36,50 |
| 109 | | | | | | | | 1 | 1 | | 1 | 2 | 5 | 73,00 |
| 111 | | | | | | | | 1 | | | | | 1 | 365,00 |
| 112 | 2 | 2 | | | 1 | | 2 | | 1 | | 2 | 1 | 11 | 33,18 |
| 113 | | | | | 1 | | | | | | | | 1 | 365,00 |
| 114 | | | | | | | | | | | 2 | | 2 | 182,50 |
| 116 | | | | | | | | | | | 1 | | 1 | 365,00 |
| 122 | | | | | | | | | | | 1 | 2 | 3 | 121,67 |



| № скв. | Количество ОГВ обработок за 2023 год | | | | | | | | | | | | Всего обр. | МОП, сут |
|--------------------|--------------------------------------|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|------|-----|---------------|-------------|
| | январь | фев | март | апр | май | июн | июл | авг | сент | окт | нояб | дек | | |
| 126 | | | | 1 | | | | | | | | | 1 | 365,00 |
| 127 | | | | | | | | | | | 1 | | 1 | 365,00 |
| 128 | | | | | | | | | | | 2 | 2 | 4 | 91,25 |
| 131 | | | | | | | | | | | | 1 | 1 | 365,00 |
| КМ-1 | 1 | 1 | | 1 | 2 | 2 | | | | | | | 7 | 52,14 |
| Сред. за 2023 г | 18 | 18 | 20 | 25 | 33 | 21 | 16 | 10 | 2 | | 20 | 17 | 192 | 132,09 |

В 2023 году в 39 скважинах было проведено 192 обработок горячей водой, МОП составил от 28 суток до 365 суток, в среднем - 132,09 суток. За 2024 год по обработке горячей водой информации Недропользователями не предоставлены.

Тепловые обработки скважин остаются основными методами по борьбе с АСПО в подземном оборудовании и рекомендуются к дальнейшему применению.

Рекомендуется продолжать проведение ОГН и ОГВ.

С целью предупреждения и очистки подземного оборудования от возможных парафино отложений необходимо проведение лабораторных исследований по определению температуры насыщения нефти парафином (при отборе глубинных проб нефти) и по подбору наиболее эффективных методов и экономически выгодных ингибиторов парафиноотложений.

В профилактических целях для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в подземном оборудовании рекомендуется проведение очисток механическим способом с использованием механических скребков.

Водопроявления

Одной из важнейших проблем, при эксплуатации нефтегазовых месторождений является увеличение притока воды к забоям добывающих скважин. Это приводит к уменьшению конечной нефтеотдачи, к большим затратам на добычу попутной воды и подготовку товарной нефти.

За анализируемый период на 12 - ти скважинах были проведены работ по изоляции водопритока. Ниже в таблице 6.2.2 представлена эффективность от проведенных изоляционных работ.

Таблица 6.2.2 - Эффективность от проведенных РИР

| Пп № | № скв. | Дата проведения РИР | За месяц до | | | За месяц после | | | Эффект | |
|------|--------|---------------------|-------------|-----------|--------|----------------|-----------|--------|-----------|--------|
| | | | Qн, т/мес | Qж, т/мес | Обв, % | Qн, т/мес | Qж, т/мес | Обв, % | Qн, т/мес | Обв, % |
| 1 | 36 | Март, 2024г | 7,6 | 40,3 | 81 | 10,6 | 34,6 | 70 | 3 | -11 |
| 2 | 37 | Апрель, 2024г | 5,5 | 11,1 | 50 | 8,5 | 15,5 | 45 | 3 | -5 |
| 3 | Э-6 | Май, 2024г | 10,9 | 47,9 | 77 | 12,5 | 45,6 | 73 | 1,6 | -5 |
| 4 | 120 | Май, 2024г | 10,37 | 50,22 | 80 | 11,3 | 45,5 | 75 | 0,93 | -5 |
| 5 | 123 | Май, 2024г | 7,8 | 50,2 | 84 | 9,9 | 40,1 | 75 | 2,1 | -9 |
| 6 | 110 | Август, 2024г | 14,4 | 24,6 | 41 | 10,8 | 39,4 | 47 | -3,6 | 6 |
| 7 | Э-15 | Сентябрь, 2024г | 0 | 0 | 0 | 5,1 | 34,7 | 85 | 5,1 | 85 |
| 8 | Э-13 | Ноябрь, 2024г | 7,6 | 16,2 | 53 | 7,7 | 16,1 | 53 | 0,1 | 0 |
| 9 | 35 | Ноябрь, 2024г | 0,8 | 4,3 | 82 | 3,4 | 16,5 | 79 | 2,6 | -3 |
| 10 | Э-7 | Декабрь, 2024г | 7,3 | 65,4 | 87 | 9,3 | 42,9 | 72 | 2 | -15 |
| 11 | КМ-1 | Январь, 2025г | 1,6 | 14,7 | 89 | 4,7 | 35,3 | 87 | 3,1 | -2 |
| 12 | 125 | Март, 2025г | 2,6 | 32 | 92 | 6,6 | 15,3 | 57 | 4 | -35 |

Из таблицы видно прирост по нефти и снижение обводненности в 9 скважинах, одна скважина после простоя. В целом технология эффективная, учитывая положительный эффект рекомендуется дальнейшее продолжение ремонтно-изоляционных работ. Успешность от проведенных работ составила 75 %.

Для регулирования обводненности необходимо систематический вести контроль режимов работы скважин силами промысловой лаборатории (постоянный отбор проб для определения обводненности). Ремонтно - изоляционные работы (РИР) рекомендуется проводить при достижении обводнённости продукции скважин 60% и более. Методы изоляционных работ разрабатываются исходя из конкретных условий на основании лабораторных испытаний и могут включать в себя изоляцию пакерами, цементом, вязкоупругими составами. Учитывая положительный эффект ранее проведенных мероприятий, рекомендуется дальнейшее продолжение ремонтно-изоляционных работ.

При применении любого из методов необходимо предусмотреть мероприятия по минимизации технологических рисков, учитывая геолого - физическую характеристику продуктивного коллектора, а также состояние призабойной зоны скважин.

Соляно-кислотные обработки

Кислотные обработки скважин предназначены для очистки фильтров, ПЗС, НКТ от солевых парафинистых отложений и продуктов коррозии. Под воздействием солянокислотной обработки (СКО) и ее модификаций, в ПЗС с карбонатными коллекторами образуются каверны, каналы растворения, вследствие чего увеличивается проницаемость пород, а следовательно, производительность добывающих скважин и приемистость нагнетательных скважин.



Применяют следующие разновидности СКО: кислотные ванны; простые кислотные обработки, кислотные обработки под давлением; пенокислотные; поинтервальные; кислотоструйные; термохимические и термокислотные. Все они предназначены для очистки поверхности открытого интервала забоя и стенок скважины от цементной и глинистой корок, смолистых веществ, продуктов коррозии, кальциевых отложений пластовых вод, очистки фильтра в интервале продуктивного пласта, освобождения прихваченного карбонатной пробкой подземного оборудования, очистки забоя и фильтровой части после ремонтных работ. Процесс ведется с обязательным задавливанием кислоты в пласт.

Для увеличения продуктивности скважин, учитывая отложения, к которым приурочены промышленные залежи месторождения Каратурун Морской, рекомендуется проводить кислотные обработки на основе соляной и фтористоводородной кислот.

Технология проведения кислотных обработок осуществляется в соответствии с индивидуальными программами, составленными с учётом характеристик каждой скважины. Общий объем кислоты, площадь обработки и максимальный расход закачки тщательно рассчитывается для каждой скважины в отдельности в зависимости от количества этапов, длины обрабатываемых зон, допустимого давления закачки и прочих условий. Особое внимание необходимо уделить к оборудованию для качественного приготовления и закачки кислотного состава.

При применении любого из методов необходимо предусмотреть мероприятия по минимизации технологических рисков, учитывая геолого-физическую характеристику продуктивного коллектора, состояние призабойной зоны скважин.

За анализируемый период кислотная обработка на месторождении не проводилась.

Перфорационные работы

Перфорация производится с целью более полной выработки всей нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта. Поэтому дострел может производиться при эксплуатации мощных пластов, в которых первоначально перфорацией вскрывают не всю нефтенасыщенную часть. Необходимость в реперфорации (перестреле) пласта может возникнуть в следующих случаях: при освоении скважин после бурения, переводе добывающей скважины под нагнетание воды, после проведения РИР, в процессе проведения работ по возврату с одного объекта эксплуатации на другой.

На месторождении Каратурун Морской за анализируемый период в целях вызова притока провели 1 перфорационную работу. Эффективность перфорационных работ определяется путем сравнения дебитов скважины до и после перфорации.

Перфорационные работы были связаны с процессом перевода с одного объекта эксплуатации на другой и при освоении скважины после бурения.

Таблица 6.2.3 - Эффективность от проведенных перфораций

| пп.№ | № скв. | Дата ГТМ | За месяц до | | | За месяц после | | | Прирост, т/сут | | |
|------|--------|-------------|--------------|--------------|-----------|----------------|--------------|--------|----------------|--------------|--------|
| | | | Qн, т/сут | Qж, т/сут | Обв, % | Qн, т/сут | Qж, т/сут | Обв, % | Qн, т/сут | Qж, т/сут | Обв, % |
| 1 | Э-17 | Март, 2024г | 21,3 | 79,6 | 73 | 24,7 | 67,7 | 63 | 3,4 | -11,9 | -10 |

Из таблицы видно прирост по нефти на 3,4 т/сут. Успешность от проведенных работ составило 100 %.

Рекомендуется продолжать перфорационные работы.

Гидравлический разрыв пласта

Наиболее востребованными операциями по интенсификации являются работы по перфорации и гидроразрыву пласта (ГРП).

ГРП успешно применяется на всех типах геологических пластов, кроме очень мягких и несвязанных. Повышение добычи нефти в результате гидроразрыва варьируется в широких пределах, хотя обычно в среднем составляет 200 - 300%. Гораздо большего увеличения можно добиться, если добыча ограничивается малопроницаемыми блоками вокруг ствола скважины. Гидроразрыв пласта позволяет сделать выгодной добычу из многих скважин и месторождений, которая иначе не могла бы быть экономически оправданной.

На дату отчета на месторождении ГРП мероприятие не проводилось.

Выводы и рекомендации

С 2023 по 2025 гг. на месторождении были проведены тепловые обработки скважин посредством ОГН. МОП по ОГН за 2023 год составил 243,3 суток из четырех проведенных обработок. Межочистной период по ОГВ за 2023 год равен 132,1 суток. Тепловые обработки скважин остаются основными методами по борьбе с АСПО в подземном оборудовании и рекомендуются к дальнейшему применению.

За анализируемый период на 12 - ти скважинах были проведены работы по изоляции водопритока. Успешность составила 75 %. Учитывая положительный эффект от проведенных ремонтно-изоляционных работ рекомендуется дальнейшее продолжение.

Так же, на одной скважине провели перфорационные работы. В данном случае успешность технологии составило – 100 %, рекомендуется дальнейшее продолжение.

При применении любого из методов интенсификации необходимо предусмотреть мероприятия по минимизации технологических рисков. Для выбора наиболее эффективных методов и экономически выгодных реагентов различного назначения, а также их

необходимого количества необходимо проведение специальных комплексных лабораторных исследований.

6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для герметизированного сбора, обеспечения поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти и газа до товарной кондиции и сдачи потребителю.

Компания ТОО «Бузачи Нефть» осуществляет добычу углеводородного сырья на трех месторождениях Мангистауской области - Каратурун Морской (КМ), Каратурун Восточный (КВ) и Каратурун Северо-Восточный (КСВ) с общим комплексом по подготовке нефти, расположенном на территории месторождения Каратурун Морской.

В настоящее время на месторождении Каратурун Морской эксплуатируются 42 действующих добывающих скважин.

Нефтегазовая смесь от скважин поступает на АГЗУ-1,2,3,4,5 марки «Спутник», где происходит ее замер (жидкость/газ), и далее коллекторами направляется на манифольд перед групповой установкой ГУ-2 КМ, где происходит сбор продукции всех скважин, дегазация и подогрев нефти, утилизация газа и дальнейшая транспортировка частично обезвоженной нефтяной эмульсии на УПСВ месторождения для дальнейшей подготовки нефти.

Поступающая на ГУ-2 КМ нефтегазовая смесь направляется в промежуточные подогреватели нефти поз. П-1 А/Б/В (1 ед. типа ПНЭ-2,7 - в работе, 2 ед. типа ПП-0,63 - в резерве). Перед подачей нефтегазовой смеси в печи в поток закачивается деэмульгатор, который поступает из блока дозирования реагентов БДР-1. После нагрева в печах до температуры 60-65 °С, поток нефтегазовой смеси поступает в двухфазный нефтегазовый сепаратор поз. С-1, где при давлении 0,24 МПа происходит дегазация потока.

Частично разгазированная нефтегазовая смесь после поз. С-1, под собственным давлением поступает в трехфазный сепаратор поз. С-2, где при давлении 0,08-0,05 МПа происходит отделение остаточного газа и пластовой воды от нефти.

Дегазированная нефтяная эмульсия после второй ступени сепарации насосами поз. Н-1 А/Б периодически, по мере заполнения, перекачивается через расходомер узла учета нефти, по межпромысловому трубопроводу на УПСВ месторождения Каратурун Морской.

Отделившийся газ из сепаратора поз. С-1 поступает в газовый сепаратор поз. ГС-1 для улавливания капельной жидкости и далее направляется в систему сбора газа через расходомер. Отделившийся газ из сепаратора поз. С-2 направляется через газосепаратор поз. ГС-2 на собственные нужды ГУ-2 КМ. При недостатке газа и падении давления после ГС-2 предусмотрен перепуск через регулирующий клапан части газа, направляемого из поз. ГС-1.

Газ, направляемый из поз. ГС-2 и частично с поз. ГС-1 на собственные нужды, после узла учета газа распределяется на 3 потока: часть газа поступает на ГРПШ-1, обеспечивающего газом подогреватель поз. П-1 В; вторая часть поступает на подогреватели поз. П-1 А/Б (имеющие встроенные заводские ГРПШ); третья часть направляется в операторную ГУ-2 КМ.

Пластовая вода после сепаратора поз. С-2 под собственным давлением направляется в емкости пластовой воды для промежуточного хранения пластовой воды поз. Е-1А/2Б и далее подпорными насосами поз. Н-2 А/Б подается на прием насосов закачки пластовой воды поз. Н-3 А/Б/В и через расходомеры узла учета пластовой воды, установленные на водораспределительном узле (ВРУ), направляется по линиям в скважины для утилизации пластовой воды.

На ГУ-2 КМ для обеспечения безопасного сжигания аварийных сбросов в составе технологической линии предусмотрена факельная система, которая состоит из факельного коллектора, конденсатосборника с газорасширителем поз. К-1 и факельной установки поз. Ф-1 (типа СФНР-100). В качестве продувочного газа используется газ с пусковой линии.

Кроме того, на ГУ-2 КМ предусмотрена закрытая система дренирования с технологического оборудования - дренажная емкость поз. ДЕ-1 и поз. ДЕ-2 в комплекте с погружными насосами поз. НД-1 и НД-2. Возврат из дренажных емкостей по мере заполнения осуществляется в основную технологическую линию на вход печей поз. П-1 А/Б/В.

Общий комплекс подготовки нефти УПСВ, УПН, ПСН

Дегазированная нефтяная эмульсия по двум нефтяным коллекторам от ГУ-2 КВ и ГУ-2 КМ поступает на площадку УПСВ, где объединяется и далее через площадку учета жидкости поступает на прием параллельно стоящих печей подогрева поз. П-1 и П-2 (типа ПНЭ-2,7 - в работе). Для улучшения процесса обезвоживания во входной поток подачи нефти на печи поз. П-1 и П-2 вводится деэмульгатор.

Эмульсия с температурой 55-60 °С направляется последовательно в отстойники нефти поз. ОГ-1/2 (объемом 200 м³, каждый), где происходит расслоение водонефтяной эмульсии. После предварительного отделения нефти от пластовой воды, обезвоженная нефть с отстойника ОГ-1/2 направляется на отстойники нефти поз. Е-1 и поз. Е-2 для предварительного обессоливания нефти. В поток перед отстойниками поз. Е-1/2 предусмотрена подача, подогретой в печи поз. В-1 (тип ВГУ-60 – в работе), волжской воды, для обессоливания нефти.

Предварительно обезвоженная и обессоленная нефть выходит с верхней части



отстойников поз. Е-1/2 и поступает в накопительные емкости поз. Е-3/4/5 с последующей откачкой насосами поз. Н-2/1,2 через узел учета перекачиваемой нефти на УПН.

Отделившаяся пластовая вода с отстойников ОГ-1/2 и Е-1/2 отводится с помощью насосов поз. Н-1/1,2 в резервуары поз. РВС-1/2/3 (объемом 3000 м³, каждый), где подготавливается путем отстаивания. Подготовленная пластовая вода с резервуаров насосами поз. Н-3/4 и Н-5/6/7 утилизируется через узел учета воды по трубопроводу в скважину площадку для утилизации воды. Также после насосов поз. Н-3/4 предусмотрен частичный отвод воды, которая после подогрева в печах поз. В-2/3 (тип ВГУ-60, 1 в работе/1 в резерве) направляется на наливной стояк в автоцистерны, с дальнейшей транспортировкой на месторождение КВ к скважинам для их обработки, где также предусмотрен учет воды с помощью портативного переносного ультразвукового расходомера.

Топливный газ с газораспределительной системы поступает на вход газового сепаратора поз. С-1 на УПСВ, где газ отделяется от капельной влаги и механических примесей и далее через узел учета газа часть газа используется на собственные нужды УПСВ-1 в печах подогрева поз. П-1/2, В-1/2/3, П-3/4 остальная часть через ГРПШ направляется на котлы системы отопления АБК базы и РММ (ремонтно-механической мастерской).

На УПСВ предусмотрена закрытая система дренирования с технологического оборудования - дренажная емкость поз. Т-1 и поз. Т-2 в комплекте с погружными насосами поз. Н-3 и Н-4.

На УПН некондиционная нефть (нефтяная эмульсия) через узел учета нефти (ПУН) поступает в печи подогрева нефти поз. П-1/2/3 (типа ПТ-16/150, 2 в работе/1 в резерве), где нагревается до температуры 60 °С и далее направляется на площадку с отстойниками поз. ОГ-1/2. Для лучшего процесса обезвоживания во входной поток подачи нефти на печи поз. П-1/2 вводится деэмульгатор.

В отстойниках поз. ОГ-1/2 происходит расслоение водонефтяной эмульсии: вода, насыщенная солями снизу отстойников поз. ОГ-1,2 сбрасывается в дренажные емкости поз. Т-2/3, а окончательно обезвоженная и обессоленная нефть через верх поз. ОГ-1/2 по трубопроводу направляется на хранение в резервуары поз. Р-1/2 (типа РВС объемом 1000 м³, каждый), где осуществляется доведение нефти до товарного качества согласно СТ РК 1347-2005. При неудовлетворительном качестве товарной нефти, нефть после поз. ОГ-1/2 поступает на прием нефтяных насосов поз. Н-1 1/2 и далее направляется на начало процесса в печи поз. П-1/2/3.

С резервуаров поз. Р-1/2 товарная нефть направляется на хранение в резервуары поз.



Е-1/2/3 и далее насосами поз. Н-2 1/2 по трубопроводу направляется на пункт сдачи нефти ПСН. При неудовлетворительном качестве товарной нефти, нефть после резервуаров поз. Е-1/2/3 насосами поз. Н-2 1/2 направляется на начало процесса, в печи поз. П-1/2/3. Резервуары хранения товарной нефти поз. Е-1/2/3 оснащены газоуравнительной системой, сброс газа с ГУС осуществляется в дренажную емкость поз. Т-4.

Для осуществления процесса обессоливания нефти предусмотрена подача пресной воды. Пресная вода от емкости поз. Е-6 насосами поз. Н-4 1/2 (1 в работе/1 в резерве) направляется в печь поз. П-5 (типа УН-0,2), где нагревается до температуры 60 °С и далее через устройство смешения пресной воды попадает в нефтяной поток, направляющийся на хранение в резервуары поз. Р-1/2.

Топливный газ с газораспределительной системы поступает в газовый сепаратор поз. ГС-1 далее в сепаратор поз. ГС-2, где происходит улавливание конденсата и очистки от механических примесей, затем часть газа направляется в качестве топлива на печи подогрева поз. П-1/2/3/4/5, остальная часть через ГРПШ направляется на котлы системы отопления АБК УПН и пожарное депо.

Дренаж с сепараторов поз. ГС-1 и поз. ГС-2 отводится в дренажную емкость поз. Т-1. Сброс пластовой воды с отстойников поз. ОГ-1/2, солевой воды с резервуаров поз. Р-1/2 и подтоварной воды с резервуаров поз. Е-1/2/3 производится в дренажные емкости поз. Т-2/3, откуда насосами поз. Н-3 1/2 через стояк налива воды загружается в автоцистерны.

Товарная нефть с установки подготовки нефти (УПН) по нефтепроводу поступает на пункт сдачи нефти (ПСН) на прием печей подогрева поз. П-1/2/3 (типа ПТ-15/150, 2 в работе/1 в резерве). После подогрева товарная нефть поступает в резервуары хранения товарной нефти поз. РВС-1/2/3/4 (объемом 1000 м³, каждый). Товарная нефть с резервуаров поз. РВС-1/2/3/4 подпорными насосами поз. Н-2 1/2/3 через СИКН (система измерения количества и показателей качества нефти) и насосами поз. Н-3 1/2/3 перекачивается в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл».

Топливный газ с газораспределительной системы распределяется между печами подогрева товарной нефти поз. П-1/2/3 и через ГРПШ направляется на котлы системы отопления АБК ПСН.

Учитывая низкое газосодержание в добываемой нефти месторождения Каратурун Морской и нехватку ресурса газа, для использования на собственные нужды на вышеуказанных объектах будет использоваться газ месторождения Каратурун Северо-Восточный, имеющего более высокое газосодержание и остаточный ресурс газа.

На рисунке 6.3.1 представлена принципиальная блок-схема системы сбора,



транспортировки, подготовки и хранения добываемой продукции месторождений ТОО «Бузачи Нефть».

При проектировании системы сбора продукции нового фонда скважин в соответствии с вариантом разработки на месторождении Каратурун Морской, ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- проектные скважины необходимо включить в действующую систему сбора;
- каждая скважина от устья до объекта сбора должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения.
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающей при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом
- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рассматриваемого периода.

Технологические потери нефти и газа

Технологические потери нефти

Под технологическими потерями нефти понимают безвозвратные потери (уменьшение массы) нефти, связанные с реализуемыми техническими проектами обустройства месторождения, обусловленные технологическими особенностями производственного цикла, а также физико-химическими характеристиками нефти. Технологические потери нефти – это количество нефти, потери, неизбежные при данном уровне техники и технологии. Учету подлежат только технологические потери,

происходящие на объектах промыслового сбора, транспортировки, подготовки и хранения нефти при нормальной эксплуатации аппаратов, установок и оборудования.

В 2018 году АО «НИПИнефтегаз» был выполнен отчёт «Разработка норматива технологических потерь нефти при добыче, транспортировке и подготовке на объектах ТОО «Бузачи Нефть»»[1]. Расчёты были выполнены согласно руководящему документу в соответствии с СТ АО «НИПИнефтегаз» 38140614-02-2007 «Методические указания по определению технологических потерь нефти». [2]

В 2025 году в связи с изменениями и дополнениями в технологических процессах сбора и подготовки добываемой продукции на месторождении АО «НИПИнефтегаз» был выполнен отчет «Разработка норматива технологических потерь нефти при добыче, транспортировке и подготовке на объектах ТОО «Бузачи Нефть»»[3]

Для оценки технологических потерь нефти в холодный и теплый периоды года проведен комплекс лабораторных исследований, охватывающий все источники потерь нефти на промысле. На основании результатов лабораторных исследований в соответствии с СТ АО 970940000588-02-2010 «Разработка норматива технологических потерь нефти и конденсата» [4] произведены расчеты технологических потерь нефти по источникам за исследуемый период. Обобщенные технологические потери нефти по месторождению Каратурун Морской представлены в таблице 6.3.1.

Таблица 6.3.1 – Обобщенные технологические потери нефти по месторождению Каратурун Морской

| № п/п | Наименование технологических потерь нефти | Уровень тех. потерь, % | |
|----------|--|------------------------|------------------------|
| | | Среднегодовые | |
| 1 | 2 | 3 | |
| 1 | Технологические потери от испарения нефти в системе сбора, в т.ч.: | 0,1777 | |
| 1.1 | при транспортировке от скважин до ГУ-2 КМ | 0,0588 | |
| 1.2 | при подготовке на ГУ-2 КМ | 0,1189 | |
| 2 | Технологические потери нефти от испарения в системе подготовки нефти, в т.ч.: | 0,4651 | |
| 2.1 | при подготовке на УПСВ | 0,1639 | |
| 2.2 | при подготовке на УПН | 0,1730 | |
| 2.3 | при транспортировке с УПН до ПСН | 0,0022 | |
| 2.4 | при приеме и хранении нефти на ПСН до 1 суток | 0,1260 | |
| 2.5 | при транспортировке от ПСН до точки врезки в магистральный нефтепровод АО «КТО» | 0,0000381 | |
| 3 | Технологические потери нефти за счет уноса со сточной водой | 0,0150 | |
| 4 | Потери нефти от уноса капельной нефти газом | Отс. | |
| | Суммарные технологические потери нефти для м. Каратурун Морской: | 0,6578 | |
| 5 | Технологические потери нефти от испарения при приеме и хранении на УПН (при применении)* | Теплый период | Холодный период |
| 5.1 | при приеме и хранении нефти в резервуарах РГС-100 Е-1/2/3 до 1 суток | 0,0420 | 0,0250 |
| 5.2 | при хранении нефти свыше 1 суток до 1 месяца в РГС-100 Е-1/2/3 свыше 1 суток до 1 месяца (нормы на каждые сутки)** | 0,0055 | 0,0018 |
| 6 | Технологические потери нефти от испарения при хранении на ПСН (при применении) | | |
| 6.1 | при хранении нефти в резервуарах РВС-1000 № 1/2/3/4 свыше 1 суток до 1 месяца (нормы на каждые сутки)** | 0,0055 | |



Примечание:

*Нормативы технологических потерь нефти от испарения при приеме и хранении в резервуарах РГС Е-1/2/3 на УПН необходимо применять только при задействовании данных РГС в технологии.

**Согласно СТ РК 3553-2020 нормы естественной убыли нефти при хранении в резервуарах установлены для двух периодов года: осенне-зимний/холодный период (с 1 октября по 31 марта) и весенне-летний/теплый период (с 1 апреля по 30 сентября), которые не усредняются между собой и должны быть применены для каждого периода отдельно.

При хранении нефти свыше 1 суток и до 1 месяца рассчитанный норматив умножается на среднее количество нефти, находящейся на хранении в резервуаре за рассматриваемый период (рассчитывается по остаткам хранимой нефти на каждые сутки хранения) и на количество суток хранения (начиная со вторых суток).

В дальнейшем уточнение нормативов технологических потерь нефти должно проводиться при изменении фонда добывающих скважин, при осуществлении ввода в эксплуатацию дополнительного технологического оборудования, изменении основного технологического процесса.

Технологические потери газа

Технологические потери попутного нефтяного газа – это количество газа, которое неизбежно теряется при технологических процессах добычи, сбора, подготовки и транспорта газа до потребителей в связи с невозможностью осуществления этих процессов без указанных потерь при современном уровне техники и технологии. Неизбежность потерь газа вызвана несовершенством конструкции технологического оборудования (утечки газа через неплотности и микротрещины), необходимостью проведения операций, связанных с соблюдением техники безопасности, проверкой работоспособности оборудования, проведения различных исследований.

В целях учета недропользователем количества извлекаемого из недр попутного газа, а также для оценки эффективности мероприятий, направленных на сокращение имеющихся технологических потерь при сборе, транспортировке и подготовке добываемой продукции, производится периодический расчет технологических потерь попутного газа с разработкой нормативов для дальнейшего учета этих потерь в общем объеме добычи.

В 2024 году ТОО «ЭКО-Астана НР» был выполнен отчет «Нормативы технологических потерь попутного нефтяного газа при добыче и утилизации на месторождениях Каратурун Северо-Восточный, Каратурун Восточный, Каратурун Морской и на промысловых объектах подготовки нефти ТОО «Бузачи Нефть»» [5] На основании действующих нормативных документов РД 39-108-91 «Методические указания по определению величины технологических потерь нефтяного газа при его добыче, сборе, подготовке и межпромысловом транспортировании» [6] и РД 39-1-1213-84 «Методические указания по определению технологических потерь нефтяного газа при сборе, подготовке и внутрипромысловом транспортировании» [7] были выполнены расчеты нормативов технологических потерь попутного газа по каждому источнику.

В таблице 6.3.2 представлен фактический объем технологических потерь газа согласно среднегодовой доле за 2024 г.

Таблица 6.3.2 – Фактический объем технологических потерь газа согласно среднегодовой доле за 2024 г.

| Месторождение | Объект потребления газа | Технологические потери газа, м ³ /год | Среднегодовая доля потерь за 2024 г. | Фактический объем тех. потерь согласно долевым распределению между месторождениями, м ³ /год | |
|-------------------|----------------------------------|--|--------------------------------------|---|-------------------|
| | | | | по объектам | по месторождению |
| Каратурун Морской | ГУ-2 | 3 877,8075 | 1 | 3 877,8075 | 5 040,9687 |
| | УПСВ-1 / УПН / ПСН / газопроводы | 5 817,3492 | 0,1999 | 1 163,1612 | |

В дальнейшем уточнение технологических потерь попутного нефтяного газа при добыче и утилизации на месторождении Каратурун Морской будут проводиться при осуществлении ввода в эксплуатацию дополнительного технологического оборудования и изменении основного технологического процесса.

6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

В соответствии с требованиями нормативно-законодательной базы РК недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязаны разрабатывать по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме программы развития переработки сырого газа. Программы развития переработки сырого газа подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и должны обновляться каждые три года.

ТОО «Бузачи Нефть» своевременно были разработаны, рассмотрены и утверждены программные документы по переработке и утилизации попутнодобываемого сырого газа, а именно:

- «Программа по утилизации газа» (Протокол № 6/7 РГ МНГ РК от 22.06.2006 г.).
- «Отчёт о выполнении Программы утилизации попутного газа на месторождении Каратурун Морской» (Протокол №5/5 РГ МНГ РК от 17.10.2007г.).
- «Программа развития переработки попутного нефтяного газа месторождения Каратурун Морской на 2014-2016гг.» (Протокол №9.1 РГ МНГ РК от 18.09.2014г.).
- «Программа развития переработки попутного нефтяного газа месторождения Каратурун Морской на 2014-2016гг.» (Протокол №10.1 РГ МЭ РК от 17.11.2014г.).
- «Программа развития переработки попутного нефтяного газа месторождения Каратурун Морской на 2014-2016гг.» (Протокол 5.2 РГ МЭ РК от 04.11.2015г.).
- «Программа развития переработки попутного нефтяного газа месторождения Каратурун Морской на 2017-2018гг.» (Протокол №7.1 РГ МЭ РК от 14.12.2017г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ87VCR00000831 от 28.12.2017г.)
- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Каратурун Морской на 2019 год» (Протокол №3.2 РГ МЭ РК от 22.11.2018 г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ84VCR00000982 от 25.12.2018 г.).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Каратурун Морской на 2020-2021 гг.» (Протокол №4 РГ МЭ РК от 30.10.2019 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ94VPC00011468 от 23.12.2019 г.).
- «Программа развития переработки сырого газа в период промышленной разработки месторождения Каратурун Морской на 2020-2021гг.» с показателями добычи и расхода сырого газа на 2021 год (Протокол №3 РГ МЭ РК от 22.10.2020 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ64VPC00013657 от 06.11.2020

г.).

- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Каратурун Морской на 2021-2023 гг.» с технологическими показателями на период 14.09.2021г.-31.12.2023г. (Протокол №12 РГ МЭ РК от 14.09.2021 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ54VPC00016068 от 07.10.2021 г.).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Каратурун Морской на 2021-2023 гг.» с технологическими показателями на период 01.09.-31.12.2022г. и 2023г. (Протокол №2 РГ МЭ РК от 02.09.2022 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ58VPC00018809 от 11.11.2022 г.).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Каратурун Морской на 2024 г.» с технологическими показателями на 2024г. (Протокол №1/9 РГ МЭ РК от 01.03.2024 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ20VPC00022694 от 12.04.2024 г.).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождений Каратурун Восточный и Каратурун Морской на 2025-2026гг.» с технологическими показателями на 2025 г. (Протокол №27/4 РГ МЭ РК от 13.12.2024г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ89VPC00025235 от 31.12.2024 г. на 2025 год).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождений Каратурун Северо-Восточный, Каратурун Восточный и Каратурун Морской на 2025-2026гг.» с технологическими показателями на 2025 г. (Протокол №1/4 РГ МЭ РК от 24.01.2025г.), В настоящее время, согласно принятым проектным решениям, добываемый на месторождении Каратурун Морской попутный газ практически в полном объеме используется на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти и газовых котлов для отопления производственных и административных помещений.
- «Корректировка Программы развития переработки сырого газа месторождений Каратурун Северо-Восточный, Каратурун Восточный и Каратурун Морской на 2025-2026гг.» с технологическими показателями на период с 01.01. по 01.11.2026 г. (Протокол №23/9 РГ МЭ РК от 07.11.2025г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ28VPC00028273 от 19.12.2025 г. на период с 01.01.2026-01.11.2026гг.).

В таблице 6.4.1 представлен баланс газа по месторождению Каратурун Морской за 2022-2027 гг..



Таблица 6.4.1- Баланс газа по месторождению Каратурун Морской

| №2 | Показатели | Годы | | | | | | | | | |
|-----|--|--------|--------|--------|-------|---------------------------------|-------|-------------------------------|----------|--------------------------------|----------|
| п/п | | 2022 | | 2023 | | 2024 | | 2025 | | 2026 | 2027 |
| | | проект | факт | проект | факт | проект | факт | проект с 24.01.- 31.01. | факт | прогноз с 01.01.- 01.11. | прогноз |
| | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 1 | Добыча сырого газа, млн.м ³ | 4,14 | 4,628 | 3,47 | 5,478 | 4,18 (с 01.03. по 31.12.) | 5,874 | 4,4544 | 4,99554 | 3,426027 | 4,3 |
| 2 | Объем газа, потребляемого на собственные технологические нужды, млн.м ³ | 3,9889 | 4,61 | 3,3189 | 5,478 | 4,1539 | 5,85 | 4,4203 | 4,994789 | 3,421426 | 4,290358 |
| 3 | Объем технологического и неизбежного сжигания газа, млн.м ³ | 0,1511 | 0,0173 | 0,1511 | 0 | 0,0261 (с 15.04. - 31.12.) | 0,024 | 0,0341 | 0,000751 | 0,004602 | 0,004602 |
| 4 | Технологические потери газа, млн.м ³ | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,00504 |



6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

В качестве источника водоснабжения для системы ППД на месторождении Каратурун Морской рекомендуется использовать сточные воды, образующиеся в результате расслоения нефти и воды.

В случае дефицита воды, её необходимо компенсировать за счет добычи дополнительной воды из подземных скважин.

Подземная (артезианская) вода имеет повсеместное распространение в пределах двух гидрогеологических ярусов: верхних, с водами юрской продуктивной толщи, и нижних, с водами триаса. Бурение куста водозаборных скважин позволит снять проблему дефицита воды.

Мощности сооружений системы ППД должны быть рассчитаны в соответствии с приведёнными уровнями закачки воды и с учётом надёжной работы в соответствующем климатическом поясе.

Для того чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода должна соответствовать установленным требованиям на основании СТ РК 1662-2007, приведённым в таблице 6.5.1.

Таблица 6.5.1 - Требования к закачиваемой воде

| | |
|---|--------------------------------------|
| Стабильность | - стабильна |
| Совместимость с пластовыми водами | - снижение приемистости не более 20% |
| Количество мехпримесей | - по коллекторским свойствам |
| Размер взвешенных частиц | - 90% менее 2 мкм |
| Содержание нефтепродуктов | - по коллекторским свойствам |
| Содержание кислорода | - менее 0.5 мг/л |
| Содержание сероводорода | - отсутствие |
| Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) | - отсутствие |

Карбонатная стабильность является одним из основных критериев оценки пригодности воды для заводнения нефтяных пластов, поскольку в процессах образования нерастворимых солей карбонаты занимают первое место. Их образование будет происходить как в объеме воды с образованием дополнительного количества механических примесей, так и на поверхностях породы, водоводов и оборудования.

Сульфатная стабильность рассчитывается при наличии достаточного количества сульфатов в воде.

Совместимость закачиваемой воды с пластовой водой и породой заключается в том, что она не должна взаимодействовать с пластовой водой и породой коллектора продуктивного пласта с образованием нерастворимых соединений. СТ РК 1662-2007 предусматривает снижение приемистости не более 20% с начала закачки с учетом последующего восстановления приемистости до ее первоначальной величины.

Недопустимо производить закачку несовместимой воды.

Содержание механических примесей и нефтепродуктов является определяющей нормой качества воды. Данные требования к качеству закачиваемых вод формулируются исходя из коллекторских свойств породы. По содержанию механических примесей и нефтепродуктов в соответствии с СТ РК 1662-2007 определены следующие нормы (Таблица 6.5.2).

Таблица 6.5.2 - Нормы содержания механических примесей и нефтепродуктов в воде

| Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ² | Коэффициент трещиноватости коллектора | Допустимое содержание в воде, мг/л | |
|---|---------------------------------------|------------------------------------|-------|
| | | Механических примесей | Нефти |
| До 0,1 | - | до 3 | до 5 |
| Свыше 0,1 | - | до 5 | до 10 |
| До 0,35 | от 6,5 до 2 | до 15 | до 15 |
| Свыше 0,35 | менее 2 | до 30 | до 30 |
| До 0,6 | от 35 до 3,6 | до 40 | до 40 |
| Свыше 0,6 | менее 3,6 | до 50 | до 50 |

Поскольку согласно утвержденной Технологической схемы 2013 г. (таб. 2.2.3) проницаемость по лабораторным исследованиям принята равной $621 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, допустимое содержание в закачиваемой воде механических примесей и нефтепродуктов согласно таблицы 6.5.2 нормируется до 50 мг/л.

Размер взвешенных частиц. Стандартом предусмотрено в закачиваемой воде не более 90 % частиц размером менее 2 мкм.

Содержание кислорода нормируется величиной менее 0.5 мг/л. Такой предел установлен исходя из минимальных коррозионных повреждений промышленного оборудования.

Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий и сероводорода в воде не допускается. Бактерии данного вида продуцируют сероводород. Сероводород резко увеличивает скорость коррозии металла и снижает срок службы наземного и подземного оборудования. При появлении в воде СВБ рекомендуется обработка ее бактерицидами.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды после ввода системы ППД проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной для поддержания пластового давления, а также требований, предъявляемых к системе ППД. С этой целью осуществляется отбор проб и 6-ти компонентный химический анализ состава воды, а также железа, растворенных CO₂, H₂S, кислорода, концентрации механических примесей и нефтепродуктов.

Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ). Пробы для посева отбирать из закачиваемой воды и при самоизливах нагнетательных

скважин.

Согласно Единым Правилам по рациональному и комплексному использованию недр необходимо проводить контроль содержания нефтепродуктов и мехпримесей в закачиваемой воде и выполнять химические анализы закачиваемой воды. Анализ закачиваемой воды на содержание количества механических примесей и нефтепродуктов должен осуществляться ежедневно (по пробам с БКНС и с нагнетательных скважин).

Другие вышеуказанные исследования воды производятся с периодичностью 1 раз в месяц.

На сегодняшний день продолжать ОПИ по закачке воды не рекомендуется. На месторождении не наблюдается снижения пластового давления при выработке более 50 % , что говорит об активном водонапорном режиме залежей. Закачка не даст эффекта, а только может привести к преждевременной обводненности скважин.

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

7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

7.1.1 Рекомендации к конструкциям скважин

С учетом горно-геологических условий бурения, на основании опыта пробуренных скважин и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан [1, 2], для разработки бурения скважин на месторождении Каратурун Морской рекомендуется следующая конструкция:

Направление 324 мм устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.

Кондуктор 244,5 мм устанавливается для перекрытия верхних неустойчивых отложений, склонных к поглощению, для обеспечения безопасного вскрытия продуктивных горизонтов. На устье устанавливается ПВО. Цементируется до устья.

Эксплуатационная колонна 168,3 мм устанавливается для испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция скважин

| Наименование колонн | Диаметр, мм | | Глубина спуска, м | Высота подъема цемента от устья, м |
|---|-------------|---------|-------------------|------------------------------------|
| | долото | колонна | | |
| 1. Направление | 393,7 | 324 | 50 | 0 |
| 2. Кондуктор | 295,3 | 244,5 | 450 | 0 |
| 3. Эксплуатационная колонна | 215,9 | 168,3 | 1200 | 0 |
| Примечание - Глубина спуска обсадных колонн уточняется по результатам ГИС в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений. | | | | |

В процессе бурения вертикальных скважин необходимо осуществлять периодический контроль за траекторией скважины, отклонение от вертикали не должно превышать 3-5 град. [2]. Для обеспечения вертикальности скважины рекомендуется использовать оптимальные режимы бурения, применять соответствующие горно-геологическим условиям компоновки бурильной колонны, с включением дополнительных центрирующих элементов и специальных технических средств.

Окончательные решения по конструкции скважин, выбору типа и компонентного состава бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, методам освоения будут приняты при разработке технических проектов на строительство скважин.

7.1.2 Рекомендации к производству буровых работ

Выбор буровой установки производится в соответствии с проектной глубиной и конструкцией скважин. Бурение скважин рекомендуется производить с мобильной буровой установки с грузоподъемностью, достаточной для спуска максимально тяжелой обсадной/бурильной колонны и ведения аварийных работ - допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40 % [1].

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения, иметь систему приготовления и обработки бурового раствора, комплекс очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора и другие системы для обеспечения жизнедеятельности и безопасности персонала, иметь достаточное количество долот с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Для недопущения флюидопроявлений в процессе бурения необходимо вести тщательный контроль за обнаружением признаков ГНВП, циркуляцию бурового раствора осуществлять через рабочий мерник, оборудованный датчиком уровня станции ГТИ.

В процессе проведения СПО постоянно контролировать соответствие объемов доливаемого (вытесняемого) бурового раствора объему поднимаемых (спускаемых) бурильных труб.

Буровая установка должна соответствовать требованиям нормативных документов Республики Казахстан по безопасности ведения буровых работ и защиты окружающей природной среды [1,2].

7.1.3 Рекомендации к технологии и качеству цементирования скважин

Выбор технологии цементирования обсадных колонн и тампонажных материалов проведен с учетом геологических условий, рекомендуемых конструкций скважин и анализа крепления ранее пробуренных скважин.

Рекомендации по цементированию обсадных колонн представлены в таблице 7.1.2.

Таблица 7.1.2 – Рекомендации по цементированию обсадных колонн

| Показатели | Кондуктор 244,5 мм х 450 м | | Эксплуатационная колонна 168,3 мм х 1200 м | |
|--|---|-------------------------------------|---|--|
| | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Тип цемента | ПЦТ I-CC-50 или G(HSR) | | ПЦТ I-CC-100 или G(HSR) | |
| Высота подъема цемента | I порция до устья | II порция на 100 м выше башмака | I порция до устья | II порция на 150-200м выше продуктивных горизонтов |
| Плотность цементного раствора, г/см ³ | 1,55 | 1,89-1,90 | 1,55 | 1,89-1,90 |
| Добавки | облегчающая добавка, ускоритель схватывания, пеногаситель | понижитель водоотдачи, пеногаситель | облегчающая добавка, пеногаситель | понижитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель |
| Буферная жидкость | тех. вода, ПАВ | | тех. вода, ПАВ | |

Для получения надежной изоляции и обеспечения качественного цементирования рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий:

- обеспечивать качественную подготовку ствола скважины перед проведением процесса цементирования (применять ингибированные буровые растворы; использовать буферные жидкости с добавлением ПАВ для эффективного удаления толстой глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных колонн; обеспечивать минимальный разрыв во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования);
- применять эффективные добавки и химреагенты (облегчающие добавки, понизители водоотдачи, дисперсанты, регуляторы сроков схватывания и др.) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня;
- обеспечивать наиболее эффективный режим течения буферной жидкости и цементных растворов в затрубном пространстве;
- применять технологическую оснастку (центраторы, турбулизаторы, скребки) в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин.

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

7.2.1 Выбор и обоснование типа промывочной жидкости при первичном вскрытии

Требования к буровым растворам разработаны с учетом всех осложнений, которые базируются на геологической информации по месторождению Каратурун Морской.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть все проблемы, связанные с геологическими условиями бурения скважин:

- Частичное поглощение бурового раствора;
- Осыпи и обвалы стенок скважины;
- Нефтегазопроявления с присутствием CO_2 ;
- Сальникообразования;
- Наличие прихватопасных зон.

Так как продуктивные пласты среднеюрских отложений вскрываются совместно с отложениями нижнего мела, в разрезе которых большое содержание легкодиспергирующихся глин (до 40 %), а также, учитывая глинистость самих продуктивных пластов, при использовании не ингибированных систем промывочных жидкостей велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза. Все это приводит к образованию сальников на долоте и КНБК, ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода химических реагентов и, самое главное, колюматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, что может увеличивать сроки освоения скважины и снижать ее продуктивность.

С целью максимального сохранения коллекторских характеристик (пористость и проницаемость) продуктивного пласта и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;

- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- с целью сохранения коллекторских характеристик пласта и недопущения закупорки (кольматации), в качестве утяжелителя бурового раствора использовать кислоторастворимые карбонатные утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый карбонат кальция в качестве временно закупоривающего агента (наполнителя) различной формы и гранулометрического состава во избежание загрязнения коллектора.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части ствола) прокачивать специально приготовленную вязкую пачку полимерного раствора той же плотности в количестве 5-7 м³.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита, оснащенные сетками с размерами ячеек для грубой и тонкой очистки, песко- и илоотделители, центрифуга (при необходимости).

Конкретная рецептура, тип бурового раствора и его параметры выбираются при разработке технического проекта на строительство скважин на основе действующей нормативно-технической документации с учетом накопленного опыта в этой области. Реологические параметры буровых растворов должны быть минимально-допустимыми.

7.2.2 Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия продуктивных пластов в каждом конкретном случае.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами.

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

7.2.3 Рекомендации к методам вторичного вскрытия пластов и освоения скважин

Работы по вторичному вскрытию пластов и освоению скважины проводить в соответствии с Правилами [2] и начинать при наличии акта о готовности скважины к выполнению этих работ и обеспечении следующих условий:

- 1) эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;
- 2) установлены сепаратор, емкости для сбора флюида и проведена факельная линия для сжигания попутного газа;
- 3) устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой.

Интервалы продуктивных объектов устанавливает геологическая служба недропользователя в зависимости от фактического разреза скважины и по данным ГИС, и выбирает способ вскрытия, наименование перфоратора, тип заряда и плотность перфорации.

При выборе интервалов перфорации рекомендуется учитывать максимально возможное и технически обоснованное расстояние от крайних перфорационных отверстий до уровней ГНК и ВНК, с целью недопущения преждевременного прорыва воды и прорыва газа.

Перфорацию и освоение скважины и связанные с ними работы проводить по плану организации работ (ПОР), составленному подрядчиком и согласованному с недропользователем с указанием технологии, оборудования и ответственного руководителя работ. До перфорации выполнить мероприятия по предотвращению не контролируемых газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытого фонтанирования (ОФ), составить акт готовности скважины к перфорации и получить письменное разрешение руководителя работ, представителя заказчика и аварийно-спасательной службы (АСС) на проведение перфорации.

Перфорацию рекомендуется проводить перфоратором на кабеле в среде перфорационной жидкости, соответствующей плотности и соответствующего состава, отвечающей требованиям п. 7.2.2 для максимального сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта.

До спуска в скважину заряженного перфоратора рекомендуется спустить шаблон перфоратора с глубинным манометром для проверки беспрепятственной проходимости заряженного перфоратора и замера давления в колонне в зоне перфорации.

Во время перфорации рекомендуется следить за уровнем жидкости в скважине. В случае снижения уровня доливать скважину жидкостью соответствующей плотности.

Оборудование устья, трубопроводы, установка сепарации и замера продукции скважины должны обеспечивать возможность безопасного отключения скважины в аварийной ситуации.

Проверить готовность скважины к освоению и составить акт с участием представителей подрядчика, недропользователя и АСС.

Работы по освоению начинать только при соблюдении технологических условий и обеспеченности техническими средствами и материалами, предусмотренными в индивидуальном плане работ на освоение скважины.

Освоение и исследование скважины проводить в присутствии ответственного лица.

В процессе освоения скважины проводить комплекс термобарических и гидродинамических исследований и отбор проб пластового флюида.

При получении слабого притока углеводородов рекомендуется проводить работы по интенсификации притока. Интенсификацию притока проводить повторной (или дополнительной) перфорацией или обработкой призабойной зоны, технологию и параметры которой выбирает геологическая и технологическая службы недропользователя в зависимости от геолого-физических свойств пласта.

Комплекс работ по освоению скважины должен обеспечить максимальную очистку призабойной зоны пласта от промывочной жидкости.

Скважина считается испытанной, если в результате проведённых работ определена продуктивность пласта и получен приток флюида, характерный для данного объекта.

Выбор способа эксплуатации, подбор, установку скважинного оборудования, а также дальнейшие работы осуществляет недропользователь в соответствии с проектными документами на разработку.

На проведенные работы по перфорации, освоению и испытанию скважины составлять суточные рапорта по форме, установленной в организации. Результаты проведённых работ оформлять в виде актов.

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

Обоснование проекта плана добычи нефти и попутного газа выполнено на основе расчета технико-экономических показателей по годам и технических решений, приведенных в разделах 3-5 на рентабельный период 2025-2034 гг.

В таблицах 8.1-8.4 приведены плановые показатели по объемам бурения, добыче нефти и газа, а также динамика фонда и средних дебитов скважин по объектам и по месторождению Каратурун Морской для рекомендуемого варианта разработки 3.

Таблица 8.1 – Месторождение Каратурун Морской. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Возвратный объект. Вариант 3

| № п/п | Показатели | Годы | | | | | | |
|----------|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 |
| 1 | 2 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 1 | Добыча нефти, тыс. т | 10,5 | 10,3 | 6,2 | 16,1 | 15,6 | 9,3 | 5,6 |
| 2 | в т. ч. из: переходящих скважин, тыс.т. | 2,9 | 10,3 | 6,2 | 5,0 | 15,6 | 9,3 | 5,6 |
| 3 | новых скважин, тыс.т. | 7,6 | 0,0 | 0,0 | 11,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 4 | мехспособом, тыс.т. | 10,5 | 10,3 | 6,2 | 16,1 | 15,6 | 9,3 | 5,6 |
| 5 | Ввод новых добывающих скважин, шт | 2 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | переводом с оценочного фонда | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | переводом с других объектов | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут | 23,0 | 0 | 0 | 33,8 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | Среднее число дней работы новой скважины, дни | 347 | 0 | 0 | 347 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | Средняя глубина новой скважины, м | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни | 657,0 | 0,0 | 0,0 | 657,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 16 | Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т. | 0,0 | 2,9 | 10,3 | 6,2 | 5,0 | 15,6 | 9,3 |
| 18 | Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т. | 0,0 | 2,9 | 10,3 | 6,2 | 5,0 | 15,6 | 9,3 |
| 19 | Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т. | 2,9 | 10,3 | 6,2 | 5,0 | 15,6 | 9,3 | 5,6 |
| 20 | Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т. | 2,9 | 7,4 | -4,1 | -1,2 | 10,6 | -6,2 | -3,7 |
| 21 | Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, % | 0 | 251,6 | -40,0 | -20,1 | 214,2 | -40,0 | -40,0 |
| 22 | Мощность новых скважин, тыс.т. | 17 | 0 | 0 | 25 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | Выбытие добывающих скважин, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 24 | В т.ч. под закачку | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 25 | Фонд добывающих скважин на конец года, шт. | 3 | 3 | 3 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| 26 | В т.ч. нагнетательных в отработке | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт | 3 | 3 | 3 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| 28 | Выбытие нагнетательных скважин, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 29 | Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 30 | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 31 | Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут | 23,6 | 21,7 | 25,2 | 27,2 | 28,7 | 30,9 | 31,2 |
| 32 | переходящих скважин по жидкости, т/сут | 17,0 | 21,7 | 25,2 | 21,2 | 28,7 | 30,9 | 31,2 |
| 33 | новых скважин по жидкости, т/сут | 29,6 | 0 | 0 | 43,5 | 0 | 0 | 0 |
| 34 | Средняя обводненность продукции: действующего фонда скважин, % | 36,0 | 51,7 | 75,0 | 56,4 | 67,0 | 81,6 | 89,1 |
| 35 | новых скважин, % | 30,0 | 0,0 | 0,0 | 30,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 36 | Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут | 15,1 | 10,5 | 6,3 | 11,9 | 9,5 | 5,7 | 3,4 |
| 37 | переходящих скважин по нефти, т/сут | 8,9 | 10,5 | 6,3 | 5,0 | 9,5 | 5,7 | 3,4 |
| 38 | Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/сут | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 39 | Добыча жидкости всего, тыс.т. | 16,4 | 21,4 | 24,8 | 36,8 | 47,1 | 50,8 | 51,3 |
| 40 | В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т. | 5,6 | 21,4 | 24,8 | 20,9 | 47,1 | 50,8 | 51,3 |
| 41 | из новых, тыс.т. | 10,8 | 0,0 | 0,0 | 15,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 42 | Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т. | 90,3 | 111,7 | 136,5 | 173,3 | 220,4 | 271,1 | 322,5 |
| 43 | Добыча нефти с начала разработки, тыс.т. | 44,9 | 55,2 | 61,4 | 77,5 | 93,0 | 102,4 | 108,0 |
| 44 | Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед. | 0,071 | 0,088 | 0,098 | 0,123 | 0,148 | 0,163 | 0,172 |
| 45 | Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, % | 42,4 | 52,1 | 57,9 | 73,1 | 87,8 | 96,6 | 101,8 |
| 46 | Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, % | 9,9 | 9,7 | 5,8 | 15,1 | 14,7 | 8,8 | 5,3 |
| 47 | Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, % | 14,7 | 16,9 | 12,2 | 36,0 | 54,5 | 71,9 | 153,5 |
| 48 | Добыча нефтяного газа, млн.м3 | 0,29 | 0,28 | 0,17 | 0,44 | 0,43 | 0,26 | 0,15 |
| 49 | Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3 | 1,2 | 1,5 | 1,7 | 2,1 | 2,6 | 2,8 | 3,0 |



Таблица 8.2 – Месторождение Каратурун Морской. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект. Вариант 3

| № п/п | Показатели | Годы | | | | | | | | |
|----------|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 |
| 1 | 2 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 1 | Добыча нефти, тыс. т | 72,0 | 92,1 | 91,0 | 78,9 | 70,3 | 54,4 | 42,5 | 39,1 | 37,0 |
| 2 | в т. ч. из: переходящих скважин, тыс.т. | 62,5 | 88,5 | 91,0 | 77,7 | 68,0 | 49,7 | 37,8 | 39,1 | 37,0 |
| 3 | новых скважин, тыс.т. | 9,5 | 3,5 | 0,0 | 1,2 | 2,4 | 4,7 | 4,7 | 0,0 | 0,0 |
| 4 | мехспособом, тыс.т. | 72,0 | 92,1 | 91,0 | 78,9 | 70,3 | 54,4 | 42,5 | 39,1 | 37,0 |
| 5 | из переведенных скв. с др.объектов | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 6 | Ввод новых добывающих скважин, шт | 8 | 3 | 0 | 1 | 2 | 4 | 4 | 0 | 0 |
| 7 | В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт. | 4 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | переводом с оценочного фонда | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | переводом с других объектов | 0 | 0 | 0 | 1 | 2 | 4 | 4 | 0 | 0 |
| 9 | Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут | 7,2 | 7,2 | 0 | 7,2 | 7,2 | 7,2 | 7,2 | 0 | 0 |
| 10 | Среднее число дней работы новой скважины, дни | 1387 | 520 | 0 | 173 | 347 | 694 | 694 | 0 | 0 |
| 11 | Средняя глубина новой скважины, м | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | Эксплуатационное бурение, всего тыс.м. | 38 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 43 |
| 13 | В т.ч. - добывающие скв. | 38 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 43 |
| 14 | - вспомогательные и специальные | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни | 2628,0 | 985,5 | 0,0 | 328,5 | 657,0 | 1314,0 | 1314,0 | 0,0 | 0,0 |
| 16 | Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т. | 0 | 7 | 0 | 0 | 5 | 9 | 9 | 0 | 0 |
| 17 | Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т. | 81,9 | 62,5 | 88,5 | 91,0 | 77,7 | 68,0 | 49,7 | 37,8 | 39,1 |
| 18 | Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т. | 81,9 | 69,6 | 88,5 | 91,0 | 82,4 | 77,4 | 59,1 | 37,8 | 39,1 |
| 19 | Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т. | 62,5 | 88,5 | 91,0 | 77,7 | 68,0 | 49,7 | 37,8 | 39,1 | 37,0 |
| 20 | Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т. | -19,4 | 18,9 | 2,5 | -13,3 | -14,5 | -27,8 | -21,4 | 1,3 | -2,1 |
| 21 | Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, % | -23,7 | 27,2 | 2,9 | -14,6 | -17,5 | -35,8 | -36,2 | 3,5 | -5,4 |
| 22 | Мощность новых скважин, тыс.т. | 21 | 8 | 0 | 3 | 5 | 11 | 11 | 0 | 0 |
| 23 | Выбытие добывающих скважин, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 |
| 24 | В т.ч. под закачку | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 25 | Фонд добывающих скважин на конец года, шт. | 38 | 41 | 41 | 40 | 37 | 32 | 28 | 27 | 29 |
| 26 | В т.ч. нагнетательных в отработке | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт | 33 | 36 | 37 | 36 | 33 | 29 | 25 | 24 | 26 |
| 28 | Выбытие нагнетательных скважин, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 29 | Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт. | 0 | 0 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 30 | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт. | 0 | 0 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 31 | Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут | 48,7 | 38,0 | 39,6 | 43,6 | 50,8 | 66,2 | 81,6 | 73,3 | 69,2 |
| 32 | переходящих скважин по жидкости, т/сут | 61,0 | 40,8 | 39,6 | 43,4 | 50,3 | 65,0 | 80,1 | 73,3 | 69,2 |
| 33 | новых скважин по жидкости, т/сут | 14,1 | 14,1 | 0,0 | 0,4 | 0,8 | 1,5 | 1,5 | 0,0 | 0,0 |
| 34 | Средняя обводненность продукции: действующего фонда скважин, % | 82,5 | 79,5 | 81,1 | 84,3 | 86,4 | 90,0 | 92,5 | 93,2 | 93,7 |
| 35 | новых скважин, % | 54,0 | 54,0 | 0,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 0,0 | 0,0 |
| 36 | Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут | 8,8 | 8,1 | 7,5 | 6,9 | 6,9 | 6,6 | 6,2 | 5,0 | 4,3 |
| 37 | переходящих скважин по нефти, т/сут | 9,8 | 8,2 | 7,5 | 6,8 | 6,7 | 6,1 | 5,5 | 5,0 | 4,3 |
| 38 | Добыча жидкости всего, тыс.т. | 410,3 | 449,6 | 481,2 | 501,4 | 516,9 | 544,1 | 563,1 | 578,1 | 591,1 |
| 39 | В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т. | 389,7 | 441,9 | 481,2 | 498,8 | 511,8 | 533,8 | 552,8 | 578,1 | 591,1 |
| 40 | из новых, тыс.т. | 20,6 | 7,7 | 0,0 | 2,6 | 5,1 | 10,3 | 10,3 | 0,0 | 0,0 |
| 41 | Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т. | 3128,6 | 3578,2 | 4059,4 | 4560,8 | 5077,7 | 5621,8 | 6184,9 | 6763,0 | 7354,1 |
| 42 | Добыча нефти с начала разработки, тыс.т. | 1085,4 | 1177,4 | 1268,5 | 1347,4 | 1417,7 | 1472,1 | 1514,6 | 1553,7 | 1590,7 |
| 43 | Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед. | 0,310 | 0,336 | 0,362 | 0,385 | 0,405 | 0,420 | 0,432 | 0,443 | 0,454 |
| 44 | Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, % | 68,3 | 74,1 | 79,9 | 84,8 | 89,3 | 92,7 | 95,4 | 97,8 | 100,2 |
| 45 | Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, % | 4,5 | 5,8 | 5,7 | 5,0 | 4,4 | 3,4 | 2,7 | 2,5 | 2,3 |
| 46 | Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, % | 12,5 | 18,3 | 22,2 | 24,7 | 29,2 | 32,0 | 36,7 | 53,3 | 107,9 |
| 47 | Компенсация отбора закачкой: текущая, % | 0,0 | 0,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| 48 | Добыча нефтяного газа, млн.м3 | 2,3 | 3,0 | 3,0 | 2,6 | 2,3 | 1,8 | 1,4 | 1,3 | 1,2 |
| 49 | Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3 | 34,5 | 37,5 | 40,5 | 43,1 | 45,4 | 47,1 | 48,5 | 49,8 | 51,0 |



Таблица 8.3 – Месторождение Каратурун Морской. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. III объект. Вариант 3

| № п/п | Показатели | Годы | | | | | | | | |
|----------|--|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 |
| 1 | 2 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 1 | Добыча нефти, тыс. т | 57,5 | 75,6 | 59,7 | 45,7 | 36,3 | 36,6 | 32,3 | 27,4 | 15,9 |
| 2 | в т. ч. из: переходящих скважин, тыс.т. | 57,5 | 61,4 | 59,7 | 43,5 | 31,9 | 27,8 | 23,5 | 27,4 | 15,9 |
| 3 | новых скважин, тыс.т. | 0,0 | 14,2 | 0,0 | 2,2 | 4,4 | 8,8 | 8,8 | 0,0 | 0,0 |
| 4 | мехспособом, тыс.т. | 57,5 | 75,6 | 59,7 | 45,7 | 36,3 | 36,6 | 32,3 | 27,4 | 15,9 |
| 5 | из переведенных скв. с др.объектов | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 6 | Ввод новых добывающих скважин, шт | 0 | 3 | 0 | 1 | 2 | 4 | 4 | 0 | 0 |
| 7 | В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт. | 0 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | переводом с других объектов | 0 | 0 | 0 | 1 | 2 | 4 | 4 | 0 | 0 |
| 9 | Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут | 0 | 26 | 0 | 12 | 12 | 12 | 12 | 0 | 0 |
| 10 | Среднее число дней работы новой скважины, дни | 0 | 520 | 0 | 173 | 347 | 694 | 694 | 0 | 0 |
| 11 | Средняя глубина новой скважины, м | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | Эксплуатационное бурение, всего тыс.м. | 19 | 22 | 22 | 23 | 25 | 29 | 33 | 33 | 33 |
| 13 | В т.ч. - добывающие скв. | 19 | 22 | 22 | 23 | 25 | 29 | 33 | 33 | 33 |
| 14 | - вспомогательные и специальные | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни | 0,0 | 985,5 | 0,0 | 328,5 | 657,0 | 1314,0 | 1314,0 | 0,0 | 0,0 |
| 16 | Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т. | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 16 | 16 | 0 | 0 |
| 17 | Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т. | 63,8 | 57,5 | 61,4 | 59,7 | 43,5 | 31,9 | 27,8 | 23,5 | 27,4 |
| 18 | Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т. | 63,8 | 57,5 | 61,4 | 59,7 | 51,4 | 47,6 | 43,6 | 23,5 | 27,4 |
| 19 | Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т. | 57,5 | 61,4 | 59,7 | 43,5 | 31,9 | 27,8 | 23,5 | 27,4 | 15,9 |
| 20 | Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т. | -6,4 | 3,9 | -1,7 | -16,1 | -19,5 | -19,8 | -20,1 | 3,8 | -11,4 |
| 21 | Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, % | -10,0 | 6,8 | -2,8 | -27,0 | -38,0 | -41,6 | -46,0 | 16,3 | -41,8 |
| 22 | Мощность новых скважин, тыс.т. | 0 | 28 | 0 | 4 | 9 | 18 | 18 | 0 | 0 |
| 23 | Выбытие добывающих скважин, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 24 | В т.ч. под закачку | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 25 | Фонд добывающих скважин на конец года, шт. | 19 | 22 | 22 | 23 | 24 | 28 | 32 | 32 | 30 |
| 26 | В т.ч. нагнетательных в отработке | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт | 17 | 20 | 20 | 21 | 22 | 25 | 29 | 29 | 27 |
| 28 | Выбытие нагнетательных скважин, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 29 | Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 30 | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 31 | Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут | 52,3 | 44,5 | 45,5 | 45,0 | 43,2 | 38,2 | 33,0 | 32,7 | 33,6 |
| 32 | переходящих скважин по жидкости, т/сут | 40,7 | 45,2 | 45,5 | 46,8 | 46,5 | 43,7 | 36,8 | 32,7 | 33,6 |
| 33 | новых скважин по жидкости, т/сут | 0,0 | 5,6 | 0,0 | 0,8 | 1,5 | 2,6 | 2,3 | 0,0 | 0,0 |
| 34 | Средняя обводненность продукции: действующего фонда скважин, % | 74,7 | 72,3 | 80,0 | 85,3 | 88,4 | 88,3 | 89,7 | 91,2 | 94,6 |
| 35 | новых скважин, % | 30,0 | 30,0 | 0,0 | 30,0 | 30,0 | 30,0 | 30,0 | 30,0 | 30,0 |
| 36 | Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут | 13,2 | 11,5 | 9,1 | 6,6 | 5,0 | 4,5 | 4,1 | 2,9 | 1,8 |
| 37 | переходящих скважин по нефти, т/сут | 13,2 | 11,0 | 9,1 | 6,6 | 4,9 | 4,0 | 2,9 | 2,9 | 1,8 |
| 38 | Добыча жидкости всего, тыс.т. | 227,3 | 272,6 | 299,0 | 310,3 | 311,9 | 313,6 | 314,8 | 311,4 | 297,9 |
| 39 | В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т. | 227,3 | 252,3 | 299,0 | 307,2 | 305,6 | 301,1 | 302,3 | 311,4 | 297,9 |
| 40 | из новых, тыс.т. | 0,0 | 20,3 | 0,0 | 3,1 | 6,3 | 12,5 | 12,5 | 0,0 | 0,0 |
| 41 | Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т. | 860,4 | 1133,0 | 1432,1 | 1742,4 | 2054,3 | 2367,9 | 2682,7 | 2994,1 | 3292,0 |
| 42 | Добыча нефти с начала разработки, тыс.т. | 329,7 | 405,3 | 465,0 | 510,7 | 547,0 | 583,6 | 615,9 | 643,2 | 659,2 |
| 43 | Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед. | 0,179 | 0,220 | 0,253 | 0,278 | 0,297 | 0,317 | 0,335 | 0,350 | 0,358 |
| 44 | Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, % | 52,1 | 64,0 | 73,5 | 80,7 | 86,4 | 92,2 | 97,3 | 101,6 | 104,1 |
| 45 | Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, % | 9,1 | 11,9 | 9,4 | 7,2 | 5,7 | 5,8 | 5,1 | 4,3 | 2,5 |
| 46 | Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, % | 15,9 | 24,9 | 26,2 | 27,2 | 29,7 | 42,5 | 65,3 | 159,8 | -155,7 |
| 47 | Компенсация отбора закачкой: текущая, % | 62,5 | 57,9 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| 48 | Добыча нефтяного газа, млн.м3 | 1,8 | 2,3 | 1,8 | 1,4 | 1,1 | 1,1 | 1,0 | 0,8 | 0,5 |
| 49 | Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3 | 10,6 | 12,9 | 14,8 | 16,2 | 17,3 | 18,4 | 19,4 | 20,2 | 20,7 |



Таблица 8.4 – Месторождение Каратурун Морской. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. В целом. Вариант 3

| № п/п | Показатели | Годы | | | | | | | | |
|----------|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|
| | | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 |
| 1 | 2 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 1 | Добыча нефти, тыс. т | 129,4 | 178,2 | 161,0 | 130,8 | 122,7 | 106,6 | 84,1 | 72,1 | 52,9 |
| 2 | в т. ч. из: переходящих скважин, тыс.т. | 120,0 | 152,8 | 161,0 | 127,4 | 104,8 | 93,1 | 70,6 | 72,1 | 52,9 |
| 3 | новых скважин, тыс.т. | 9,5 | 25,3 | 0,0 | 3,4 | 17,8 | 13,5 | 13,5 | 0,0 | 0,0 |
| 4 | мехспособом, тыс.т. | 129,4 | 178,2 | 161,0 | 130,8 | 122,7 | 106,6 | 84,1 | 72,1 | 52,9 |
| 5 | из переведенных скв. с др.объектов | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 6 | Ввод новых добывающих скважин, шт | 8 | 8 | 0 | 1 | 2 | 4 | 4 | 0 | 0 |
| 7 | В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт. | 4 | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | переводом с оценочного фонда | 4 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | переводом с других объектов | 0 | 0 | 0 | 1 | 2 | 4 | 4 | 0 | 0 |
| 10 | Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут | 7,2 | 56,2 | 0,0 | 19,2 | 53,0 | 19,2 | 19,2 | 0,0 | 0,0 |
| 11 | Среднее число дней работы новой скважины, дни | 1387 | 1387 | 0 | 173 | 347 | 694 | 694 | 0 | 0 |
| 12 | Средняя глубина новой скважины, м | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | Эксплуатационное бурение, всего тыс.м. | 57 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 |
| 14 | В т.ч. - добывающие скв. | 57 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 |
| 15 | - вспомогательные и специальные | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 16 | Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни | 2628,0 | 2628,0 | 0,0 | 328,5 | 657,0 | 1314,0 | 1314,0 | 0,0 | 0,0 |
| 17 | Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т. | 0 | 19 | 0 | 0 | 13 | 70 | 25 | 0 | 0 |
| 18 | Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т. | 145,8 | 120,0 | 152,8 | 161,0 | 127,4 | 104,8 | 93,1 | 70,6 | 72,1 |
| 19 | Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т. | 145,8 | 138,9 | 152,8 | 161,0 | 140,1 | 174,4 | 118,3 | 70,6 | 72,1 |
| 20 | Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т. | 120,0 | 152,8 | 161,0 | 127,4 | 104,8 | 93,1 | 70,6 | 72,1 | 52,9 |
| 21 | Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т. | -25,8 | 13,9 | 8,2 | -33,6 | -35,3 | -81,4 | -47,7 | 1,4 | -19,1 |
| 22 | Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, % | -17,7 | 10,0 | 5,4 | -20,9 | -25,2 | -46,6 | -40,3 | 2,0 | -26,5 |
| 23 | Мощность новых скважин, тыс.т. | 21 | 164 | 0 | 7 | 39 | 28 | 28 | 0 | 0 |
| 24 | Выбытие добывающих скважин, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 5 |
| 25 | В т.ч. под закачку | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 26 | Фонд добывающих скважин на конец года, шт. | 58 | 66 | 66 | 66 | 66 | 65 | 65 | 64 | 59 |
| 27 | В т.ч. нагнетательных в отработке | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 28 | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт | 50 | 59 | 60 | 60 | 60 | 59 | 59 | 58 | 53 |
| 29 | Выбытие нагнетательных скважин, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 30 | Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 31 | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 32 | Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут | 38,8 | 38,1 | 40,7 | 42,4 | 43,9 | 46,7 | 47,9 | 49,4 | 51,1 |
| 33 | переходящих скважин по жидкости, т/сут | 57,5 | 41,8 | 40,7 | 42,9 | 44,0 | 48,8 | 50,1 | 49,4 | 51,1 |
| 34 | новых скважин по жидкости, т/сут | 14,1 | 26,6 | 0,0 | 31,2 | 74,7 | 31,2 | 31,2 | 0,0 | 0,0 |
| 35 | Средняя обводненность продукции: действующего фонда скважин, % | 79,7 | 75,9 | 79,9 | 84,4 | 85,8 | 88,2 | 90,9 | 92,3 | 94,0 |
| 36 | новых скважин, % | 50,0 | 50,0 | 0,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 0,0 | 0,0 |
| 37 | Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут | 8,2 | 9,6 | 8,2 | 6,6 | 6,2 | 5,5 | 4,3 | 3,8 | 3,0 |
| 38 | переходящих скважин по нефти, т/сут | 11,2 | 9,1 | 8,2 | 6,6 | 5,5 | 5,2 | 3,9 | 3,8 | 3,0 |
| 39 | Добыча жидкости всего, тыс.т. | 637,6 | 738,6 | 801,6 | 836,5 | 865,6 | 904,8 | 928,7 | 940,8 | 889,0 |
| 40 | В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т. | 617,0 | 699,8 | 801,6 | 830,8 | 838,3 | 882,0 | 905,9 | 940,8 | 889,0 |
| 41 | из новых, тыс.т. | 20,6 | 38,8 | 0,0 | 5,7 | 27,3 | 22,8 | 22,8 | 0,0 | 0,0 |
| 42 | Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т. | 4062,9 | 4801,5 | 5603,1 | 6439,6 | 7305,2 | 8210,1 | 9138,8 | 10079,6 | 10968,5 |
| 43 | Добыча нефти с начала разработки, тыс.т. | 1449,5 | 1627,6 | 1788,7 | 1919,5 | 2042,2 | 2148,7 | 2232,8 | 2304,9 | 2357,8 |
| 44 | Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед. | 0,243 | 0,273 | 0,300 | 0,321 | 0,342 | 0,360 | 0,374 | 0,386 | 0,395 |
| 45 | Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, % | 62,3 | 69,9 | 76,9 | 82,5 | 87,8 | 92,3 | 96,0 | 99,1 | 101,3 |
| 46 | Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, % | 5,6 | 7,7 | 6,9 | 5,6 | 5,3 | 4,6 | 3,6 | 3,1 | 2,3 |
| 47 | Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, % | 12,9 | 20,3 | 23,0 | 24,3 | 30,1 | 37,4 | 47,2 | 76,5 | 239,6 |
| 48 | Компенсация отбора закачкой: текущая, % | 0,0 | 0,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| 49 | Добыча нефтяного газа, млн.м3 | 4,1 | 5,6 | 5,1 | 4,1 | 3,8 | 3,3 | 2,6 | 2,3 | 1,7 |
| 50 | Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3 | 46,1 | 51,7 | 56,8 | 60,9 | 64,7 | 68,1 | 70,7 | 73,0 | 74,7 |



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

9.1 Выполнение мероприятий по контролю за процессом разработки

Обязательный комплекс промысловых исследований

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

Контроль за разработкой месторождения представляет собой комплекс целенаправленных систематических (периодических) или единичных (разовых) исследований, направленных на получение необходимого объема информации для решения отдельных задач разработки (таблица 9.1).

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении используются промыслово-геофизические исследования скважин; гидродинамические исследования; физико-химические исследования пластовых флюидов.

Таблица 9.1– Месторождение Каратурун Морской. Комплекс исследований по контролю за разработкой

| Виды исследований | Периодичность |
|--|--|
| 1 | 2 |
| Замер дебитов нефти, жидкости -малодебитные -средне и высокодебитные | Во всех новых и переходящих скважинах 1 раз в 15 дней 1 раз в 7 дней |
| Замер приемистости нагнетательных скважин | Разовые исследования во всех новых скважинах, ежемесячно в переходящих скважинах и при ГТМ |
| Определение обводненности продукции добывающих скважин | Разовые исследования во всех новых скважинах, ежемесячно в переходящих скважинах и при ГТМ |
| Определение газового фактора – $R_{пл} > R_{нас}$ – $R_{пл} < R_{нас}$ | Разовые исследования во всех новых скважинах, в переходящих скважинах: при ГТМ, а также: – 1 раз в год – 1 раз в месяц |
| Определение забойного давления | Разовые исследования во всех новых скважинах 1 раз в квартал, в переходящих скважинах и при ГТМ |
| Исследование методом восстановления давления (КВД) КВУ/ КПД | Разовые исследования во всех новых скважинах, в переходящих - по мере необходимости скважинах и при ГТМ |
| Исследование методом установившихся режимов | Разовые исследования во всех новых скважинах и при ГТМ, в переходящих по мере необходимости |
| Исследование профиля притока, определение источников и интервалов обводнения | Разовые исследования во всех новых скважинах, в переходящих скважинах и ГТМ по мере необходимости (50 % действующего фонда) |
| Исследование профиля поглощения, величины приемистости. | Разовые исследования при вводе скважины из бурения в эксплуатацию до и после проведения КРС или ГТМ, действующий фонд: 1 раз в год (не менее 5 % охват фонда данной категории скважин) |

| | |
|---|---|
| Контроль положения ВНК и оценка изменения нефтегазонасыщенности | Действующий фонд: контрольные скважины (наблюдательные) один раз в полугодие. Либо добывающие, нагнетательные скважины, ИНК против неперфорированных пластов изучаемого объекта эксплуатации. |
| Отбор дегазированных проб нефти на физико-химический анализ | По специальному графику |
| Отбор и химический анализ поверхностных проб нефти | 1 раз в год |
| Отбор и химический анализ проб попутной воды | По всем обводненным добывающим скважинам не реже 1 раза в квартал |
| Обследование технического состояния эксплуатационных и нагнетательных скважин | Разовые исследования при вводе скважины из бурения в эксплуатацию. Действующий фонд: по мере необходимости (при резком увеличении обводненности, изменении режима работы скважины, при КРС, при вводе скважин из простоя или бездействия). |

Гидродинамические исследования пластов и скважин

Гидродинамические исследования включают в себя:

- Исследования методом установившихся отборов;
- Исследования методов восстановления давления.

Метод установившихся отборов (МУО)

При исследовании этим методом измеряется дебит добывающей скважины и соответствующее значение забойного давления последовательно на нескольких, достаточно близких к установившимся, режимах эксплуатации скважин.

Исследования должны проводится как разовые по всем новым скважинам, а также по действующим скважинам до и после (ГТМ), связанных с изменением состояния призабойной зоны. Для получения достоверной информации по ёмкостно-фильтрационной характеристике предлагается проводить исследования МУО не менее, чем на 3-х режимах прямым и обратным ходом, с отработкой на каждом режиме двое суток. Во время замера дебита на каждом режиме определяется газовый фактор и отбираются поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводнённость.

Метод установившихся отборов позволяет определить коэффициент продуктивности добывающей скважины, а также оценить значение комплексного параметра – гидропроводность пласта.

Исследования скважин методом восстановления давления

Метод восстановления давления (регистрация КВД) также используется для изучения гидродинамических характеристик скважин и фильтрационных свойств в районе этих скважин, но в условиях ярко выраженной неустановившейся фильтрации жидкости и газа.

В процессе исследования методом восстановления давления регистрируется забойное давления добывающей скважины при её эксплуатации на установившемся режиме (с постоянным дебитом жидкости) и изменение забойного давления после остановки скважины. До остановки скважины на исследование КВД необходимым условием является работа скважины в течение продолжительного времени на установившемся режиме, для этого нами рекомендуется исследования КВД проводить до исследований МУО. При остановке скважин на КВД наряду с замером забойного давления, необходимо замерять затрубное буферное давление для учёта притока жидкости к забою скважин после их остановки.

В результате обработки материалов исследований скважин методом восстановления давления определяются комплексные параметры: гидропроводность и отношение пьезопроводности к приведённому радиусу скважины, а также проницаемость пласта в зоне вокруг скважины, коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях, скин-фактор и др. параметры. Метод восстановления давления – метод расчёта приведённого радиуса, важной характеристики состояния призабойной зоны скважины.

Определение пластового давления

Определение пластового давления должно осуществляться в виде разовых исследований по всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты (в том числе и в законтурной области), после выхода их из бурения или проведения ремонтных работ и систематически в действующих добывающих скважинах – 1 раз в полугодие.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем добывающим и скважинам: новым и после выхода из ремонта, и систематически – в действующих скважинах не реже одного раза в квартал по всем эксплуатационным объектам.

Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При невозможности прямых измерений забойные давления определяются путём замера динамического уровня (с помощью эхолотов) и последующего пересчёта.

Определение пластовой температуры

Пластовая температура определяется разовыми исследованиями во всех новых скважинах и систематически по переходящим, не реже одного раза в год.

Измерение статических и динамических устьевых давлений

Измерение динамических устьевых давлений необходимо проводить ежедневно (или не реже одного раза в неделю) по всему фонду скважин. Измерение статических устьевых давлений по действующему добывающему фонду скважин необходимо проводить при каждой остановке скважины, но не реже одного раза в квартал.



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

Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования на месторождении Каратурун Морской необходимо осуществлять как путем определения параметров их работы, так и при непосредственном их обследовании со спуском скважинных глубинных приборов.

При контроле за эксплуатацией добывающих скважин необходимо проводить регулярный замер дебитов жидкости и нефти, определять обводненность продукции, газовый фактор, содержание механических примесей, фиксировать параметры устьевых, затрубных и межколонных давлений, положения динамического уровня, по результатам которых намечаются геолого-технические мероприятия и корректируется режим эксплуатации скважин для обеспечения бесперебойной добычи.

При контроле за эксплуатацией нагнетательных скважин необходимо осуществлять постоянный контроль их приемистости, давления нагнетания и охвата пластов заводнением по толщине.

Для контроля за эксплуатацией скважин, а также учета добываемой продукции и выполняемых геолого-технических мероприятий недропользователю необходимо вести и хранить на протяжении всего периода операций по недропользованию следующую документацию по месторождению в электронном и бумажном формате:

1. ежесуточный и ежемесячный рапорт по учету (измерению) добытой нефти, газа и воды по месторождению;
2. технологические режимы работы добывающих и нагнетательных скважин;
3. файл учета проводимых КРС и ПРС;
4. файл учета ГТМ;
5. файл учета проведения геофизических исследований и др.

Все данные по скважинам: даты запусков и остановок, причины остановок, сведения о текущих и капитальных ремонтах, режимах работы, изменение диаметра шкива, исследовании скважин заносятся в журнал замеров. Профилактический осмотр наземного оборудования желательно осуществлять не реже 1 раза в три дня оператором по добыче нефти. При осмотре наземного привода оператору необходимо:

- проверить наличие вибрации;
- проверить наличие необычных шумов и определить их источник;
- устранить при наличии утечки через сальниковое уплотнение и арматуру;
- проверить наличие масла в редукторе.

Технологическим службам необходимо периодически осуществлять контроль за работой ВШНУ и при необходимости, в соответствии с паспортными рекомендациями осуществлять замену масла в редукторе, замену уплотнений в сальниковой коробке и смазку механизмов.

Контроль технического состояния наземного и подземного оборудования являются обязательными для выявления и своевременного устранения неисправностей. Результаты технического состояния скважин необходимо использовать при проведении внутрискважинных мероприятий и планово-предупредительных ремонтов.

Зафиксированные данные о работе скважины за весь период её эксплуатации могут служить исходным материалом при установлении оптимального режима работы, а также позволят правильно вести разработку всего месторождения в целом.

Контроль за изменением физико-химических свойств нефти и газа

Согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» (Приказ министра энергетики Республики Казахстан № 239 от 15 июня 2018 г.), контроль за разработкой эксплуатационных объектов осуществляется в целях оценки эффективности принятой системы разработки, получения информации, необходимой для выработки мероприятий по её совершенствованию.

В обязательный комплекс промысловых исследований входит, в том числе, отбор и исследование глубинных и поверхностных проб продукции скважин.

Физико-химические свойства пластовой нефти представлены результатами исследований 33 проб. Свойства пластовой нефти I объекта (возвратный) месторождения Каратурун Морской не изучены и взяты по аналогии со свойствами пластовой нефти месторождения Каламкас. Свойства пластовой нефти II объекта разработки оценены по результатам исследований 13 проб нефти, отобранных из скважин 32, 34, 35, 103 и 120 (горизонты Ю-V, Ю-IV+Ю-V), III объекта – по результатам исследований пробы № 2 из скважины Э-11 (горизонт Ю-VIII) и пробы № 1 из скважины 130 (горизонт Ю-X).

Физико-химические свойства дегазированной нефти месторождения изучены по 26 пробам, отобранным из скважин 18, 21, 22, 32, 125, 126, 129, 130, 133, Э-2, Э-7, Э-10, Э-11, ЭР-16, ЭР-18 юрских горизонтов Ю-I, Ю-II, Ю-IV, Ю-V, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X.

Нефть месторождения Каратурун Морской в поверхностных условиях можно охарактеризовать как тяжёлую, битуминозную, смолистую, сернистую, парафинистую и с низким выходом светлых фракций, растворённый в нефти газ характеризуется как «полусухой», с низким содержанием гомологов метана.



В целях уточнения физико-химических свойств флюидов и контроля за разработкой месторождения Каратурун Морской необходимо продолжить отборы и исследования проб нефти в пластовых и поверхностных условиях.

Поверхностные и глубинные пробы отбираются из продуктивной части разреза разведочных и эксплуатационных скважин для последующих лабораторных определений физико-химических свойств и состава пластовых флюидов. Отобранные образцы должны быть представительными, по которым можно охарактеризовать состав и свойства насыщающих пласт нефти и газа.

Представительной глубинной пробой пластового флюида следует считать газонефтяную смесь, отобранную в потоке с однофазным состоянием этой смеси в скважине в глубинные пробоотборники, обеспечивающие сохранность флюидов. Однофазность потока обеспечивается при установившемся режиме работы скважины, когда давление отбора проб превышает давление насыщения.

При невозможности отбора глубинных проб по технологическим или техническим причинам отбор проб флюидов может осуществляться на поверхности для последующей их лабораторной рекомбинации и дальнейших PVT-исследований.

Представительной пробой нефти для рекомбинирования следует считать пробу нефти, отобранную под давлением в транспортный контейнер из сепаратора или с устья скважины, работающей на установившемся режиме. Пробы газа для рекомбинирования следует отбирать из тех же мест, что и пробы нефти, под давлением и в количествах, достаточных для обеспечения точности рекомбинирования.

Пробы газа и нефти следует отбирать только после того, как установятся стабильные условия истечения газа из скважины. Скважина, обвязанная фонтанными трубами с сепарационной установкой, должна обеспечивать возможность:

- установления различных режимов давления сепарации газа;
- проведения замеров давления и температуры газа как на входе в установку, так и в самом сепараторе;
- проведения замеров количества жидкой фазы при заданных давлении и температуре;
- проведение замеров дебитов газа после сепаратора.

Сепаратор установки должен быть рассчитан на такую производительность и эффективность отделения, чтобы практически вся жидкая фаза, выделяющаяся при данных условиях сепарации, была отделена.

Все пробы должны быть доставлены в лабораторию на дальнейшие исследования без

изменений их компонентного состава.

В обязательный комплекс для нефтяных скважин входит определение следующих параметров пластовой нефти: давления насыщения, вязкость и плотность пластовой нефти, газосодержание, объемный коэффициент нефти, усадка нефти, коэффициент сжимаемости нефти, составы выделившегося газа и дегазированной нефти при однократном разгазировании, компонентный состав пластового флюида, а также зависимости газосодержания, объемного коэффициента и плотности пластового флюида от давления.

В полный комплекс также входят исследования физико-химических свойств поверхностных проб нефти с определением таких параметров, как плотность, кинематическая вязкость, температура начала кипения и застывания, температура насыщения нефти парафином, процентное содержание парафинов, асфальтенов, селикагелевых смол, серы, фракционный состав, содержание металлов и др.

Лабораторные исследования глубинных и поверхностных проб нефти необходимо производить по внутренним стандартам аналогичным ОСТу 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей» в испытательных лабораториях, аккредитованных по ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 г. «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».

Объем и качество промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой

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

По состоянию на 01.04.2025 г. фонд пробуренных скважин по месторождению Каратурун Морской составляет 71 скважины, из них 18 скважин, пробуренные после подсчета запасов 2018 г. [11], учтены в работах [8, 9, 10]; и 19 скважин, пробуренные после отчета по приросту запасов 2021 г. [4] – скважины 112, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134 и одна скважина КМ-10 поисковая, пробурена за пределами горного отвода согласно дополнению к проекту разведочных работ.

Фонд скважин составляет: 7 поисковых (17, 18, 21-23, 30, 31.), 7 разведочных (32-37, КМ-2) и 55 эксплуатационных (Э-1-Э-15, КМ-1, ЭР-16-ЭР-20, 101-111, 113-116, 112, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134).

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении используются промыслово-геофизические исследования



скважин; гидродинамические исследования; физико-химические исследования пластовых флюидов.

Объем и качество промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой

На месторождении Каратурун Морской были предусмотрены комплексные исследования принятой системы разработки и мероприятия по её совершенствованию.

Контроль за разработкой месторождений геофизическими методами, согласно рекомендаций [2, 5], осуществлялся по двум направлениям: исследования в открытом (ГИС) и в обсаженном стволе скважин (ГИС-к).

Объектом исследования являются продуктивные залежи, приуроченные к среднеюрским отложениям юры, залегающие на глубинах 850-1150 м.

За анализируемый период 01.01.2023– 01.04.2025 гг. на месторождении в обсаженном стволе 5 скважинах проведено 5 исследований.

Ниже представлен краткий обзор всех выполненных геофизических исследований, а также выводы и рекомендации.

Геофизические исследования открытого ствола скважин

Промыслово-геофизические исследования выполнены во всех скважинах; объем и качество проведенных ГИС в открытом стволе и подробно описаны в отчете по приросту запасов 2021 г. [4], а также в подразделе 2.2.

Качество материала промыслово-геофизических исследований в скважинах соответствует требованиям «Технической инструкции по проведению геофизических исследований в нефтяных и газовых скважинах» [1], результаты количественной интерпретации были использованы при приросте запасов 2021 г.

Исследования в закрытом стволе (ГИС-к) за период с 01.01.2023 г. по 01.04.2025 г. выполнялись с целью определения интервалов перфорации, выявление возможных заколонных перетоков и интервалов негерметичности эксплуатационной колонны.

Комплексы ГИС-к и интерпретацию полученных материалов в скважинах проводили сервисные компании ТОО «Анега-Казахстан» и ГК «Каспий».

Объем выполненных ГИС-к по скважинам КМ-2, Э-4, Э-6, Э-10, 36 (определение герметичности ЭК) представлен в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Объем выполненных исследований и аппаратура проведенного ГИС по контролю за разработкой в обсаженных скважинах

| Категория | Скв. | Цель исследования | Дата ГИС-к/иск. забой, м | Методы | Аппаратурный комплекс | Интервал исследования, м | Интервал перфорации, м |
|------------------|------|-------------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|-----------------------|--------------------------|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Эксплуатационные | КМ-2 | Определение герметичности ЭК | 24.01.2023 г./870,0 | ТМ, Баром, ГК, ЛМ, СТИ, РГД, ВЛ, РИ | АГАТ КСА-К9 | 3,0-868,7 | 854,3-856,3 |
| | Э-4 | Определение мест негерметичности ЭК | 16.01.2023 г./1120,0 | ТМ, Баром, ГК, ЛМ, СТИ, РГД, ВЛ, РИ | АГАТ КСА-К9 | 8,0-1117,7 | 918,9-920,9 977,5-978,9 994,1-995,6 998,0-1000,0 1104,2-1107,3 |
| | Э-6 | Определение мест негерметичности ЭК | 06.05.2024 г./1003,0 | ТМ, Баром, ГК, ЛМ, СТИ, РГД, ВЛ, РИ | АГАТ КСА-К9 | 80,0-1003,0 | 994,5-995,9 998,7-1000,9 |
| | Э-10 | Определение герметичности ЭК | 17.04.2024 г./1030,0 | ТМ, МН, ГК, ЛМ, СТИ, РГД | КСА-Т12 | 200,0-10268 | 977,8-981,4 993,4-996,3 996,9-998,5 |
| | 36 | Определение герметичности ЭК | 18.03.2024 г./1071,9 | ТМ, Баром, ГК, ЛМ, СТИ, РГД, ВЛ, РИ | КарСар К -9 № 1334 | 0,0-1022,0 | 990,0-991,0 993,0-994,0 998,0-1000,0 |

Фактическое выполнение работ на месторождении за период 01.01.2023-01.04.2025гг. представлено в таблице 9.3.

Таблица 9.3- Выполнение рекомендованного комплекса геофизических исследований

| № № | Виды исследований | Периодичность | Количество | Выполнение |
|--------|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | ГИС в открытом стволе | Разовые исследования ГИС во всех вновь пробуренных скважинах | По мере необходимости | Выполнено в новых скважинах |
| 2 | ГИС-к в обсаженном стволе. Добывающие скв.: исследование профиля притока, состава поступающего флюида и тд. | Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах с периодичностью один раз в год. В дальнейшем, при любых изменениях в работе скважины не связанных с изменением технологического режима. | По мере необходимости | Не выполнялся |
| 4 | Определение ТС э/к: -качество цементажа; выявление негерметичности ГК, МН, ТМ, ТА | Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах. При переводе добывающей скважины под нагнетание. При подозрениях на негерметичность или увеличение обводненности, заколонные перетоки и тд. | При вводе в эксплуатацию новых скважин. По необходимости | Контроль качества цементажа э/к (АКЦ): во всех новых скважинах - 117, 118, 119, 112, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134 ТС э/к выполнено в скважинах КМ-2, Э-4, Э-6, Э-10, 36 |

Контроль технического состояния (ТС) скважин геофизическими методами проводится на этапе строительства скважин, когда исследуется качество цементажа ЭК; и после ввода скважин в эксплуатацию – по мере необходимости: для оценки качества вскрытия пластов, при появлении воды в продукции, падении дебита и пр.

В 5 скважинах (КМ-2, Э-4, Э-6, Э-10 и 36) проведена оценка технического состояния колонны методом дефектоскопии (ЭМДСТ).

По кратким результатам исследований, приведенным ниже в таблице 9.4, в скважинах 36 отмечается незначительное нарушение целостности эксплуатационной колонны, в скважине Э-10– заколонный переток, в 3 скважинах (КМ-2, Э-4 и Э-6) – колонна герметична.

Комплекс геофизических исследований и качество и полнота материалов ГИС соответствуют требованиям «Технической инструкции...» [1], и позволяют обеспечить решение ряда задач, таких как изучение геологического разреза, оценку геофизических параметров, используемых в качестве подсчетных (эфф.толщина, Кп, Кнг) в работах [11, 4].



Таблица 9.4 – Техническое состояние колонн, искусственного забоя, заколонного пространства в добывающих скважинах месторождения Каратурун Морской за период с 01.01.2023г по 01.04.2025 г.

| № скв. | Техническое состояние колонны, искусственного забоя, заколонного пространства | Интервал | Цель | Дата | Приборы |
|--------|--|--------------|--|--------------|-------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| КМ-2 | Забой герметичен. Заколонные перетоки не отмечаются. В интервалах 618.3-624.0 м, 854.0-866.0 м наблюдаются радиогеохимические аномалии. Начиная с глубины 866.9 м наблюдается наличие осадка. | 3.0-868.7 | Определение герметичности ЭК | 24.01.2023г. | АГАТ КСА-К9 |
| Э-4 | Забой герметичен. Заколонные перетоки не отмечаются. В интервалах 919.0-923.0 м, 977.0-979.0 м, 1084.5-1117.7 м отмечается наличие радиогеохимических аномалии. С глубины 1085.0 м, наблюдается наличие осадка. | 8.0 -1117.7 | Определение герметичности ЭК при нагнетании. | 16.01.2023г. | АГАТ КСА-К9 |
| Э-6 | В интервале 994.5-1003. м наблюдается радиогеохимическая аномалия. Заколонных перетоков нет. Забой герметичен. Во время исследований наблюдался нестабильный доход прибора, обусловленный вязким осадком с глубины 1002.0 м | 80.0-1000.3 | Определение герметичности ЭК при нагнетании. | 06.05.2024г. | АГАТ КСА-К9 |
| Э-10 | Увеличение РГХА отмечается против интервалов 970.0-973.8м, 977.0-981.1м, 992.5-1012.9м,1017.3-1023.7м. Расхождение кривых ТМ на разных режимах в интервале 994.7-1004.0м связано с заколонным перетоком. В призабойной части скважины, начиная с глубины 1021.0 м, наблюдается наличие осадка. Забой герметичен. | 200.0-1026.8 | Определение герметичности ЭК | 17.04.2024г. | КСА-Т12 |
| 36 | По данным ГИС возможно незначительно нарушение экс колонны выше глубины 120.0м. Забой герметичен. Увеличение РГХА не отмечается. | 0.0-1022.0 | Определение герметичности ЭК | 18.03.2024г. | КарСар К-9 № 1334 |

Рекомендуемые комплексы геофизических исследований, предлагаемые ранее [9], актуальны и в дальнейшем.

Рекомендации:

Геофизические исследования в открытом стволе являются разовыми и выполняются после окончания бурения и завершения строительства скважины. Рабочие файлы записи кривых ГИС должны содержать помимо сведений по конструкции скважины, промывочной

жидкости, приборах, результаты периодической и полевой калибровок приборов, записи перекрытий с предыдущими замерами длиной не менее 50 м и контрольные замеры длиной также 50 м в интервале наибольшей дифференциации показаний.

При обсадке скважин проводятся исследования качества цементирования (АКЦ) и состояния колонн (СГДТ), локатор муфт (ЛМ), замер термометрии (ТМ) и фоновый замер ГК для привязки.

ГИС открытого ствола решают задачи по уточнению геологического строения месторождения, фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов.

Геофизические исследования в обсаженной скважине

Геофизическими исследованиями по контролю за разработкой в обсаженных скважинах осуществляют:

- технический контроль состояния скважин и работы подземного оборудования;
- контроль за выработкой пластов (выделения работающих толщин, оценки профиля и состава притока, определения текущего характера насыщения пластов и положения флюидальных контактов.

Контроль за техническим состоянием скважин важен для обнаружения заколонных перетоков и определения возможных источников обводнения продукции. Первоначальная оценка качества цементажа обсадной колонны проводится непосредственно после окончания строительства скважины.

Комплекс методов состоит из ТМ (термометрии), БМ (барометрии), ГК (гамма-каротажа), ЛМ (локатора муфт), РИ (резистивиметрии), ВЛ (влагометрии), термокондуктивной (СТИ или термоанемометрии ТА) и механической (РГД) дебитометрии.

В интервале *продуктивных горизонтов* исследований замеры должны быть выполнены в работающей скважине на спуске и подъеме для подтверждения и уточнения работающих интервалов (ТА, РМ, ВЛГ), резистивиметрия (РИ), нейтронный каротаж (НК).

Выработка пластов

Исследования по оценке эксплуатационных и динамических характеристик пластов в действующих скважинах включают определение работающих толщин, их охвата выработкой, состава поступающего флюида.

Разовые замеры должны проводиться при введении новых скважин в эксплуатацию, после расконсервации скважин, а также в скважинах до и после проведения различных геолого-технических мероприятий (смены оборудования, изменения режима эксплуатации, изоляции или приобщения пластов, воздействия на призабойную зону в целях интенсификации добычи т.п.).



Контроль за состоянием профилей притока/приемистости рекомендуется проводить систематически в добывающих/нагнетательных скважинах в случае, если замечены существенные изменения в технологических показателях работы скважины.

Комплекс применяемых методов ГИС для решения этих задач такой же, как при исследовании технического состояния скважины.

Исследования в статическом режиме проводятся на спуске с башмака НКТ до забоя скважины с повтором 50 м при подъеме. В динамическом режиме необходимо проводить исследования на спуске и подъеме в интервалах 50м выше интервала перфорации до забоя или 20 м выше башмака НКТ до забоя.

Определение *текущего насыщения пластов* (текущее положение контактов) необходимо знать при переходе на другой объект разработки и/или при проведении дополнительной перфорации. Проводится в заявленном интервале в статическом режиме импульсными радиоактивными методами (ИНГК, ИННК, УКК/СО). При этом, исследования необходимо проводить в скважинах, где продуктивные пласты изучаемого объекта не вскрыты перфорацией. Достоверность определения текущей нефтегазонасыщенности, ГВК и ВНК против перфорированных пластов-коллекторов снижается из-за искажающего влияния пристволенной зоны пласта на показания зондов ИНК.

Виды геофизических исследований по контролю за разработкой рекомендуются согласно «Инструкции по комплексному исследованию нефтяных и нефтегазовых пластов и скважин» [2], периодичность регламентируется в «Единых правилах по рациональному и комплексному исследованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» [3].

В таблице 9.5 приведены рекомендуемые комплексы геофизических исследований для решения задач по техническому состоянию скважин и подземного оборудования; выработки пластов; текущего состояния характера насыщения пластов и др.; а также их периодичность.

Проводить промыслово-геофизические исследования скважин (в открытом и закрытом стволе) в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими методами исследования, комплексное использование которых, позволяет получать достаточно достоверную информацию, необходимую для управления процессами разработки [5].

В зависимости от ситуации, возникшей в скважине в процессе ее работы, все типовые комплексы геофизических исследований скважин подлежат уточнению с представителями геолого - технической службы сервисного геофизического предприятия.

Таблица 9.5 - Виды и периодичность геофизических исследований скважин по контролю за разработкой

| № | Вид исследований | Периодичность | Количество | Примечание |
|---|--|--|-------------------------------|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Геофизические и литолого-физические исследования | | | | |
| 1 | Геофизические исследования в открытом стволе: ПС, КВ, ГК, НК (W), ВИКИЗ, АК, ГГКп. | Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах | | |
| 2 | Литолого-физические исследования | Отбор керна | | |
| | | Исследование образцов стандартным и специальным комплексом лабораторных методов. | | |
| 3 | Геофизические исследования по ГИС-к | | | |
| | <i>Добывающие скважины</i> | | | |
| | Определение технического состояния скважины: | | | |
| | - Контроль качества цементажа (сцепление с колонной и породой) АКЦ, ВАК, | Разовые исследования во всех новых пробуренных. Далее при любых изменениях в работе скважины, не связанных с изменением технологического режима. | во всех пробуренных скважинах | Качество цементирования эк после обсадки скважин (АКЦ) преимущественно хорошее и частичное |
| | - Негерметичность ЦК, создающая условия для заколонных перетоков флюидов (в статике и динамике методами ТМ, ШС, ГК); | Временные замеры при исследованиях на герметичность ЭК. | При необходимости | |
| | - Выявление негерметичности колонны и уточнение границ фильтра (ТМ с закачкой контрастной по температуре жидкости, БМ, ТА, РИ, ВЛГ, ГК, ЛМ, РМ); | Временные замеры при исследованиях на герметичность ЭК. | При необходимости | При проведении ГРП (проводить до и после воздействия на пласт) |
| | - Интервалы перфорации и выявление дефектов тела труб ЭК (ЛМ, ГГДТ, ЭМДС, МИД-КС); | Разовые исследования во всех новых пробуренных скважинах; временные замеры при исследованиях на герметичность ЭК. | При необходимости | При проведении ГРП (проводить до и после воздействия на пласт); после повторной перфорации и при подозрении на негерметичность колонны |
| | Контроль за выработкой пластов: | | | |
| | - определение работающих толщин, профиля притока/приемистости и интервальных дебитов флюида (серия ТМ, СТД, РГД, РМ, ТА, ВЛГ, ПЛ) | Фоновые замеры в статике и на режимах закачки. Далее с периодичностью 1 год. | | |
| 4 | - определение источника обводнения (серия ТМ, ШС, РМ, ТА, ВЛГ, ПЛ) | по необходимости, в случае появления в продукции воды | | При КРС |



| | | | | |
|--|--|---|--|--|
| | - определение начального ВНК (ИНК, ВАК, НК, временные ТМ); | Фоновые замеры в статике и на режимах отбора. Далее с периодичностью 2 года | | |
| | -текущая нефтенасыщенность (НК, ИНК(ИННК, ИНГК), ВАК, УКК) | Фоновые замеры в статике и при очистке ближней зоны путем вызова притока. На этапе освоения, после расформирования зоны проникновения | | Текущее положение контактов при переходе на другой объект разработки и/или при проведении дополнительной перфорации. |

10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Сущность проблемы охраны окружающей среды состоит в обеспечении рационального использования природных ресурсов и безопасном ведении работ на разных стадиях разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Планирование мероприятий по охране окружающей среды осуществляется инициатором хозяйственной деятельности. Мероприятия по охране недр и окружающей среды в совокупности с оценкой воздействия разработки месторождения на объекты окружающей среды – атмосферу, поверхностную гидросферу, подземные воды, флору, фауну, должны обеспечить формирование системы экологических показателей, позволяющих объективно отразить всю совокупность последствий техногенного вмешательства в окружающую среду в районе разработки месторождения.

В настоящей главе представлены основные мероприятия по снижению возможного влияния на компоненты окружающей среды (ОС) при реализации «Проекта разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 года».

Детальный анализ всех аспектов воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду представлен отдельной книгой в экологической оценке к «Проекту разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 года» в которой подробно рассмотрены предварительные качественные и количественные характеристики воздействия на компоненты окружающей среды, а также определены потенциально возможные направления изменений в компонентах окружающей и социально-экономической среды и вызываемых ими последствий в жизни общества и окружающей среды. [1-8]

10.1 Общие сведения о месторождении

Газонефтяное месторождение Каратурун Морской открыто в 1980 году, первооткрывательницей является скважина 18, при испытании которой была установлена продуктивность терригенных отложений средней юры.

Разработку нефтяного месторождения Каратурун Морской в настоящее время осуществляет компания ТОО «Бузачи Нефть». ТОО «Бузачи нефть» - независимая компания по разведке, разработке и добыче нефти и природного газа, которая была основана в 1993 году. Компания осуществляет свою деятельность на основании Контракта № 793 от 02.11.2001 года на добычу углеводородного сырья на месторождении «Каратурун Морской» сроком действия 25 лет (до 02.11.2026 г.), в пределах блока XXXI-12-D (частично), Е (частично) расположенного в Мангистауской области.

Координаты угловых точек горного отвода месторождения Каратурун Морской ТОО



«Бузачи Нефть»: 1. СШ 45°23'40", ВД 52°09'18"; 2. СШ 45°24'24", ВД 52°11'43"; 3. СШ 45°23'52", ВД 52°12'20"; 4. СШ 45°23'24", ВД 52°12'14"; 5. СШ 45°22'57", ВД 52°09'47";

Месторождение Каратурун Морской расположено на севере полуострова Бузачи вблизи залива Комсомолец на территории Мангистауского района Мангистауской области в 277 км к северу от города Актау. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Шебир (35 км) и Каламкас (30 км), связанные с городом Актау асфальтированной дорогой. Расстояние до города Актау 277 км. К западу и юго-западу от месторождения Каратурун Морской находятся крупные разрабатываемые месторождения Каламкас (30 км), Северные Бузачи (50 км), Каражанбас (60 км). Сообщение между месторождениями и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. Ближайшая железнодорожная станция Шетпе находится на расстоянии 197 км. В морском порту Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Каламкас-Актау, куда поступает нефть месторождений полуострова Бузачи. Магистральный нефтепровод Узень-Атырау-Самара расположен в 180 км от месторождения Каратурун Морской.

В пределах горного отвода и его окрестностях отсутствуют здания и сооружения, сельскохозяйственные и лесные угодья. Зоны отдыха, памятники культуры и архитектуры, охраняемые природные территории в районе расположения месторождения отсутствуют.

10.2 Краткая характеристика климатических условий района

Природно-климатический режим района расположения месторождения Каратурун Морской формируется под воздействием арктических, иранских и туранских воздушных масс. В холодный период года над территорией господствуют воздушные массы, поступающие от западного отрога сибирского антициклона, в теплый период года они сменяются континентальными туранскими и иранскими воздушными массами. Под влиянием этих масс формируется резко континентальный, засушливый климат. Континентальность климата несколько смягчается на прибрежной полосе под влиянием Каспийского моря.

Климат. Рассматриваемый район относится к IVГ - климатическому поясу. Нефтегазодобывающее месторождение Каратурун Морской находится на границе северо-восточного климатического района. Климат района выражен высокой активностью ветрового режима и большими колебаниями погодных условий в течение года.

В целом климат области характеризуется холодной зимой и продолжительным, сухим, жарким летом. Влияние Каспийского моря существенно сказывается в сезонной

смене преобладающих направлений ветра: в холодное время года господствуют ветры восточного и юго-восточного румбов, в теплое время года - северо и северо-западного.

Температура воздуха. Абсолютный минимум температуры воздуха в западной части области, составляет минус 26 °С, в восточной части области минус 34 °С. Абсолютный максимум температуры составляет для западной части области плюс 43 °С, а для восточной плюс 47 °С. Зима наступает в конце ноября. Самый холодный месяц – январь, а самый теплый месяц июль. Зимой при вторжении холодных масс арктического воздуха температура понижается до минус 20 °С, с наступлением весны идет постепенное повышение.

Жаркий период, когда среднесуточная температура воздуха выше 30 °С, наступает в июне и продолжается до середины августа. Отсутствие временного сдвига предельных значений на февраль и август, присуще морскому климату - отражение континентальности климата Северного Каспия, что связано с малой аккумулирующей способностью этой мелководной части моря.

Влажность воздуха. Относительная влажность воздуха, характеризующая, степень насыщения воздуха водяным паром, меняется в течение года. В исследуемом районе среднегодовая влажность воздуха достигает 58 %. Наиболее высокого значения 83 % она достигает в декабре - январе, наиболее низкого – 44 % в апреле.

Ветровой режим. Над акваторией восточной части Северного Прикаспия преобладают восточное, западное направление ветра. При этих направлениях отмечаются самое большое число штормов, и наибольшие скорости ветра над восточной частью Северного Каспия чаще дуют ветры с юго-востока и северо-запада, отмечаются и юго-восточные штормы продолжительностью до 100-140 часов. Наименьшую повторяемость имеют южные ветры, а безветренная погода за год составляет около 15 %.

Среднемесячная скорость ветра в течение года изменяется незначительно от 4 м/с до 5 м/с. Наибольшая средняя месячная скорость ветра наблюдается в зимнее время – 5,0 м/с, наименьшие летом – 3,8 м/с. Наибольшую повторяемость имеют ветры со скоростью 3-4 м/с.

Осадки. Режим осадков в незначительной мере зависит от взаимодействия различных по происхождению воздушных масс с рельефом побережья. Рассматриваемый регион отличается большой засушливостью, что связано с малой доступностью для влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником осадков. Осадки незначительны и выпадают, в основном, в виде кратковременных дождей. Среднегодовое количество осадков 140 мм.

Снежный покров. Рассматриваемый район месторождения Каратурун Морской относится к зоне с неустойчивым снежным покровом. Постоянный, снежный покров, существующий более месяца, на побережье моря образуется только в Северном Прикаспии. Его высота обычно не превышает 10 см. На восточном берегу Каспия снег лежит, как правило, не более 15-20 дней. Для всех районов характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим.

Ветровые нагоны могут значительно повышать местный уровень моря относительно фоновых значений. Продолжительность нагонов изменяется от нескольких часов до нескольких суток. После их прекращения и возвращения уровня к его фоновым значениям часть морской воды остается в понижениях побережья и находится там, в течение длительного времени в связи с высоким положением грунтовых вод и верховодки. Зимой во время оттепелей, весной и осенью эти понижения заполняются также талыми и дождевыми водами. Величины нагонов редкой повторяемости (два раза в сто лет) рассчитаны по эмпирическим кривым с прибавлением поправок на временную дискретность измерений и сезонный ход фонового уровня моря. На участке побережья Каспийского моря непосредственно прилегающего к северной части полуострова Бузачи высота нагона составляет 2,19 м.

Ледовые явления. Исследуемое побережье Каспия относится к району со 100% вероятностью образования льда в течение холодного периода.

Средние сроки начала ледообразования приходится на начало декабря, очищенная ото льда – на конец марта. Особенности климатических условий определяют межгодовую изменчивость ледяного покрова. Разница во времени между поздним и ранним образованием ледового покрова (начало ледообразования), установлением припая, взлом припая, полным очищением ото льда может составлять около двух месяцев.

Припай. Развитый припай в районе месторождения образуется с вероятностью 80-90%. В умеренные зимы припай образуется в декабре, на конец зимы он может простираться на десятки километров. Средняя толщина припайного льда составляет к концу зимнего периода около 35-42 см. максимальная толщина припайного льда, по имеющимся данным, в этом районе может достигать 80 см. (76 см – о.Кулалы, 84 см – Форт -Шевченко).

Дрейфующий лед. Дрейфующий лед обычно отмечается в мористой части рассматриваемого района с первой декады декабря по конец марта. В рассматриваемом районе генеральный дрейф льда отмечается в СЗ и ЮЗ направлении. В северном Каспии на ветровой дрейф льда большое влияние оказывают взаимодействие с мелями, островами и берегом. Средние расчетные скорости ветрового дрейфа льда составляет в рассматриваемом

районе 6-17 см/с, а максимальная может достигать 30-40 см/с. Характерным для северного Каспия является процесс наслоения ледяных полей друг на друга. В результате чего может образоваться наслоенный лед толщиной до 2-х метров. Ледовые нагрузки могут оказываться на все производственные и технологические объекты, попадающие в дрейфующий лед и зоны сжатия льда.

Образование стамух и торосов может происходить в течение всего ледового периода. В период формирования ледяного покрова и распространению его мористее, до глубин 2-3 м при взломах и последующих сжатиях льда формируются торосы, а также сидящие на мели торосы – стамухи. В период развития ледяного покрова и развития припая в прикромочной зоне припая под действием ветра могут образовываться гряды торосов высотой до 2 м. в отдельных случаях высота торосов может достигать 5-6 м.

Местами вероятного появления стамух в осенний период служат глубины от 1 до 2 м, а в зимний – от 2 до 5 м. Для прибрежной зоны в районе образования стамух особо характерно для умеренных и суровых зим.

Весной после очищения ото льда на дне прибрежных мелководий наблюдаются борозды пропахивания. Они образуются при воздействии на дно торосистых дрейфующих льдов, ориентированы в направлении преобладающих зимних ветров. Ширина борозд может достигать 100 м, линия – нескольких километров, а глубина пропахивания фунта - 50 см.

10.3 Мероприятия по снижению отрицательного воздействия на атмосферу

В период разработки месторождения основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора и подготовки продукции. 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. Предприятие находится на значительном расстоянии от ближайших населенных пунктов.

Основные мероприятия по уменьшению выбросов носят организационно-технический характер. При реализации проектных решений рекомендуется проведение следующих природоохранных мероприятий:

- ввод в эксплуатацию, ремонт и реконструкция пылегазоочистных установок, предназначенных для улавливания, обезвреживания (утилизации) вредных веществ, выделяющихся в атмосферу от технологического оборудования и аспирационных систем;

- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду;
- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;
- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;
- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;
- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;
- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольно-измерительными приборами с внедрением систем автоматического управления;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.

- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования;
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;
- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- озеленение территорий объектов месторождения;
- высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом;
- мониторинг окружающей среды, оценка изменений и тенденций изменений биосферы, принятие соответствующих мер.

10.3.1 Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий

Метеорологические условия – являются важным фактором, определяющим уровень загрязнения приземных слоев атмосферы. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями (НМУ) на месторождении являются: пыльные бури; штормовой ветер; штиль; температурная инверсия; высокая относительная влажность (выше 70 %).

В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК. Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотходных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- усиление контроля за выбросами источников, дающих максимальное количество вредных веществ;
- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;

- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т. д.).

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20 %.

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40 %:

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы на 40-60 %, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов:

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- при разрушении трубопровода требуется немедленное отсечение аварийного участка, и поджог выбрасываемой смеси;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;

- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с неотрегулированными двигателями.

10.4 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

В целях предупреждения загрязнения и истощения водных ресурсов на период разработки месторождения Каратурун Морской контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть» рекомендуется проведение следующих мероприятий:

Для охраны водного объекта:

- на поверхностные воды не должно быть плавающих примесей, пятен масел, нефтепродуктов;
- запахи и привкусы не должны присутствовать в воде, кислотность воды должна находиться в пределах 6,5-8,5;
- в воде не должны содержаться ядовитые вещества в концентрациях, оказывающих вредное действие на людей и животных;
- количество растворенного в воде кислорода должно быть не менее 4 мг/л;
- БПК_{полн} при 20⁰С не должна превышать 3 мг/л;
- минеральный осадок не должен быть более 1000 мг/л, в том числе хлоридов 350 и сульфатов 500 мг/л;
- категорически запрещается сбрасывать в водоемы радиоактивные сточные воды;
- исключить попадание строительного мусора, твердых бытовых отходов, жидких стоков, ГСМ и нефтепродуктов в морскую воду.

Для охраны и предупреждения загрязнения и истощения подземных вод:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;
- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;
- проведение мероприятий по защите подземных вод;
- изучение защищенности подземных вод;



- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- контроль над техническим состоянием и текущим ремонтом наблюдательных скважин;
- проведение плановой реконструкции нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи и обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций;
- контроль над размещением радиоактивных и взрыво-пожароопасных веществ и их складированием на открытых площадках, недопущение слива различных стоков на этих территориях;
- установка дренажных емкостей для сбора воды и нефти в случае возникновения аварийной ситуации на объектах нефтепромысла при ремонтных работах;
- уменьшение объемов образования отходов с проведением эффективных работ по их переработке, утилизации и/или передаче сторонним организациям;
- контроль над техническим состоянием системы очистки и сброса хозяйственно-бытовых сточных вод.
- освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- эксплуатация добывающих скважин не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной пропусками фланцевых соединений и так далее;
- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия

на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;

- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин;
- предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания;
- гидроизоляция объектов с обустройством противofiltrационных экранов и завес;
- не допускать загрязнения площади водосбора поверхностных и подземных вод;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- четкая организация учета водопотребления и водоотведения;
- рациональное использование водных ресурсов, принятие мер по сокращению потери воды;
- изоляция верхних водоносных горизонтов в скважинах;
- устранение межпластовых перетоков глубинных флюидов вдоль ствола скважины;
- повторное использование очищенных сточных вод на технологические операции;
- принимать меры к внедрению водосберегающих технологий, прогрессивной техники полива, оборотных и повторных систем водоснабжения;
- применять конструкцию скважины для предотвращения межпластовых перетоков подземных вод при не герметичности ствола скважин;
- не допускать использования воды питьевого качества на производственные нужды (в системе поддержания пластового давления, для приготовления бурового раствора и т.д.) без соответствующего обоснования и решения уполномоченного

органа в области использования и охраны водного фонда и уполномоченного органа по использованию и охране недр;

- установка автоматических отсекателей на приемных и сливных линиях емкостей для накопления и хранения воды;
- соблюдать требования промышленной безопасности на водных объектах и водохозяйственных сооружениях;
- немедленно сообщать в территориальные органы центрального исполнительного органа Республики Казахстан по чрезвычайным ситуациям и местные исполнительные органы области (города республиканского значения, столицы) обо всех аварийных ситуациях и нарушениях технологического режима водопользования, а также принимать меры по предотвращению вреда водным объектам;
- предотвращение утечек сточных вод с поверхности земли;
- обязательное проведение производственного экологического контроля через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод.

10.5 Природоохранные мероприятия по сохранению недр

Согласно Кодексу РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 года, недра – часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна морей, озер, рек и других водоемов, простирающаяся до глубин, доступных для проведения операций по недропользованию с учетом научно-технического прогресса.

В период разработки месторождения воздействие на недра может сопровождаться следующими видами влияния:

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифонообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;
- аварийными разливами нефти и пластовой воды.
- загрязнением недр и окружающей природной среды в результате внутрипластовых перетоков и выхода флюида из ликвидированных скважин на дневную поверхность;



- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунта зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений, прокладываемых при строительстве скважин;
- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод химическими реагентами, используемыми при проходке скважин, буровыми и технологическими отходами, а также природными веществами, получаемыми в процессе испытания скважин.

Согласно законодательству Республики Казахстан в области охраны недр, применительно к нефтяной промышленности следует выделить следующие аспекты:

- максимально возможное снижение потерь запасов нефти и газа при разведке и эксплуатации месторождения (выбросы и открытое фонтанирование, внутрипластовые перетоки);
- выбор, обоснование прогрессивных способов разработки и методов повышения нефтеотдачи, технологии добычи по экономическим и экологическим показателям, обеспечивающим оптимальную полноту и комплексность извлечения из недр нефти и газа;
- предотвращение открытых нефтяных и газовых фонтанов;
- исключение обводнения месторождения;
- предотвращение загрязнения подземных вод;
- сведение к минимуму потерь добытой нефти, нефтяного и природного газа при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти и газа;
- извлечение запасов нефти и газа при минимальных затратах;
- предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при бурении, эксплуатации, исследовании скважин, сооружении или эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, захоронении и т.д.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах эксплуатации месторождений.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;

- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;
- предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию, особенно при подземном хранении нефти, газа, конденсата или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов, сбросе сточных вод в недра;
- обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;
- выполнение противокоррозионных мероприятий;
- предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
- проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.



10.6 Мероприятия по уменьшению вредного воздействия отходов на окружающую среду

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду. Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Безопасное обращение с отходами предполагает их временное хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов и своевременный вывоз на переработку или захоронение на полигоны на договорной основе.

Управление отходами предприятия представляет собой обращения с отходами на всех этапах технологического цикла, начиная от момента образования отходов и до конечного пункта размещения отходов.

Система управления отходами заключается в следующем:

- раздельный сбор в маркированных контейнерах с целью оптимизации дальнейших способов обращения с ними;
- идентификация образующихся отходов;
- транспортировка отходов, по которым нет собственных мощностей по переработке, на объекты сторонних организаций для дальнейшего безопасного обращения с ними;
- строгий контроль движения всех отходов с регистрацией в журналах, оформлением транспортной документации на каждую перевозимую партию.

На предприятии ведётся регулярный учёт видов, количества и происхождения образовавшихся, собранных, перевезённых, утилизированных или размещённых отходов, образовавшихся в процессе его деятельности. Документация по учёту отходов хранится в течение пяти лет.

Временное складирование отходов производится строго в специализированных местах, в емкостях и на специализированных площадках, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

Транспортировка отходов осуществляется в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке.



ТОО «Бузачи Нефть» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей. В связи с этим, все образовавшиеся отходы производства и потребления вывозятся на договорной основе на полигоны других предприятий и на переработку.

Согласно статьи 320 Экологического кодекса п.2-1 «Места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования **на срок не более шести месяцев** до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению».

На месторождении Каратурун Морской сроки временного накопления отходов производства и потребления составляют не более 6 месяцев.

Данная система управлением отходами производства и потребления позволяет минимизировать воздействие отходов на компоненты окружающей среды, посредством системного подхода к их обращению. В целом на предприятии действует хорошо отлаженная система по организации сбора и удаления всех видов отходов. Эта система предусматривает планы сбора, хранения, транспортирования для утилизации и захоронения (ликвидации) отходов, согласно которым проводится регулярная инвентаризация, учет и контроль за хранением, состоянием и транспортировкой всех отходов производства и потребления.

Для уменьшения вредного воздействия отходов на окружающую среду и обеспечения полного соответствия мест их централизованного временного накопления (хранения) на территории предприятия необходимо соблюдение следующих организационно-технических мероприятий:

- ✓ внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозяйных;
- ✓ реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;
- ✓ проведение мероприятий по ликвидации бесхозяйных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами.
- ✓ организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- ✓ снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;

- ✓ исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;
- ✓ предотвращения смешивания различных видов отходов;
- ✓ постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами;
- ✓ запрещение несанкционированного складирования отходов.

10.7 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного воздействия

При организации рабочего места следует принимать все необходимые *меры по снижению шума*, воздействующего на человека на рабочих местах до значений не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ(А) должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение *шумового воздействия* осуществляется следующими способами:

- ❖ снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малошумных технических средств, регламентация интенсивности движения, замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными и т.д.);
- ❖ систему сборки деталей агрегата, при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- ❖ применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- ❖ оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- ❖ изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);

- ❖ снижение шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, применение шумоизоляционных материалов, использование рельефа местности);
- ❖ слежение за исправным техническим состоянием применяемого оборудования;
- ❖ использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Вибрационная безопасность труда должна обеспечиваться:

- ❖ соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введения технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;
- ❖ исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введением ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- ❖ применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- ❖ виброизоляция с помощью виброизолирующих опор, упругих прокладок, конструктивных разрывов, резонаторов, кожухов и других;
- ❖ применение виброизолирующих фундаментов для оборудования, установок, систем вентиляции и кондиционирования воздуха;
- ❖ снижение вибрации, возникающей при работе оборудования, путем увеличения жесткости и вибродемпфирующих свойств конструкций и материалов, стабилизации прочности и других свойств деталей;
- ❖ введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- ❖ контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 мГц – 300 гГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения. Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью $\leq 30 \%$.



Способами защиты от *инфракрасных излучений* являются: теплоизоляция горячих поверхностей, охлаждение теплоизлучающих поверхностей, удаление рабочего от источника теплового излучения (автоматизация и механизация производственных процессов, дистанционное управление), применение аэрации, воздушного душирования, экранирование источников излучения; применение кабин или поверхностей с радиационным охлаждением; использование СИЗ, в качестве которых применяются: спецодежда из хлопчатобумажной ткани с огнестойкой пропиткой; спецобувь для защиты от повышенных температур, защитные очки со стеклами-светофильтрами из желто-зеленого или синего стекла; рукавицы; защитные каски. Интенсивность интегрального инфракрасного излучения измеряют актинометрами, а спектральную интенсивность излучения - инфракрасными спектрометрами, такими как, ИКС-10, ИКС-12, ИКС-14 и др.

Применение современного оборудования во всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие источников электромагнитного излучения на месторождении позволяет говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы вблизи и за пределами санитарно-защитной зоны не ожидается.

10.8 Радиационная безопасность

Главной целью радиационной безопасности является охрана здоровья населения, включая персонал, от вредного воздействия ионизирующего излучения путем соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности без необоснованных ограничений полезной деятельности при использовании излучения в различных областях хозяйства.

Потенциальными источниками радиационного загрязнения на период разработки могут быть:

- технологическое оборудование;
- эксплуатационные скважины;
- участки разливов пластовых вод, возникающих при аварийных ситуациях;

При добыче нефти на нефтедобывающих предприятиях в окружающую среду поступают природные радионуклиды. Радионуклиды осаждаются на территории организации и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь до уровней, при которых возможно загрязнение окружающей среды.

Первичными источниками радиоактивного загрязнения являются пластовые воды, поступающие в процессе их эксплуатации на поверхность. Пластовые воды сами по себе не

представляют радиационной опасности из-за низких содержаний радионуклидов и исключения их из использования для бытовых нужд. Резкое изменение их физико-химического состояния при поступлении на поверхность создает предпосылки для перехода радионуклидов из растворенного состояния в твердую фазу. При этом загрязняются технологическое оборудование и грунт. Многократный контакт пластовых вод с технологическим оборудованием и грунтом приводит к накоплению осажденных радионуклидов на поверхности оборудования и грунтов и, соответственно, - возрастанию их удельной активности. Удельная активность загрязненных технологического оборудования и грунтов на несколько порядков превышает удельную активность пластовых вод. Поэтому вторичные источники представляют основную радиационную опасность.

Возможность превышения уровня вмешательства по радиационной опасности технологического оборудования и грунтов обуславливает необходимость систематического наблюдения за изменением их радиационных характеристик.

Анализ проведенных исследований по оценке радиационной ситуации на контрактной территории позволяет сделать вывод, что в целом территория месторождения не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и относится к нерадиационноопасным объектам, в процессе обследования радиационные аномалии не выявлены.

Для выполнения основных требований радиационной безопасности на месторождении и в дальнейшем будет проводиться радиационно-дозиметрическое обследование технологического оборудования и производственной территории.

10.9 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов

К основным факторам негативного потенциального воздействия на почвы и ландшафты в целом можно будет отнести:

Изъятие земель. Изъятие земель из использования может происходить опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации. Однако месторождение расположено на землях непригодных к использованию в сельском хозяйстве.

Механические нарушения почвенно-растительного покрова связаны с нарушением целостности почвенного профиля.

Механические нарушения, вызванные ездой автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, приводят к трудно восстанавливаемым,

часто необратимым, изменениям почвенно-растительных экосистем, уничтожению коренной растительности, нарушению морфологических и биохимических свойств почвы, уплотнению поверхностных слоев, стимулированию развития ветровой эрозии.

Загрязнение почв. Загрязнение почвенных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородного сырья. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства.

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтепродуктами и тяжелыми металлами почв происходит очень медленно. Скорость самоочищения составляет десятки лет. Проектами должны предусматриваться установление решений, сводящих к минимуму воздействие на почвенно-растительный комплекс. Поэтому, главной задачей по ее охране является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия. Для снижения негативного воздействия на почвенный покров при реализации проектных решений на месторождении необходимо:

- инвентаризация и ликвидация бесхозяйных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;
- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;
- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;

- сохранение достигнутого уровня мелиорации;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.
- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов;
- очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования;
- инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов;
- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

С целью снижения негативного воздействия, должны быть проведены рекультивационные мероприятия. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия (строительство скважин, установка технологического оборудования).

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится по отдельным, специально разрабатываемым проектам. Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт. При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдение технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума. С учетом мероприятий по защите почвенного покрова от загрязнения, при строгом соблюдении технологических требований на контрактной территории, намечаемая деятельность не приведет к значительному загрязнению почво-грунтов.

10.10 Мероприятия по охране растительного и животного мира

Основными факторами воздействия на растительность при разработке месторождения будут являться:

1. Механические нарушения, связанные со строительными работами при буровых операциях, установки технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности.

2. Дорожная дигрессия. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопными газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

3. Загрязнение растительности. Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива нефти вблизи скважин и при ее транспортировке. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на нефтепромысле являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин и бурении скважин, утечки при отгрузке и транспортировке нефти, места складирования отходов и др. Растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- ❖ проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- ❖ озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- ❖ охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;

- ❖ использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- ❖ строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- ❖ выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- ❖ в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- ❖ контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;
- ❖ своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- ❖ проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазученных пятен.
- ❖ внедрение и проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на рассматриваемой территории.

При соблюдении предусмотренных восстановительных мероприятий, мер по защите растительности, воздействие на растительные ресурсы будет незначительным. Учитывая, что проведение проектируемых работ на площади будет происходить на территории уже в разной степени подверженной антропогенным воздействиям: пастбищному, линейно-техническому; а также вследствие компенсационных возможностей местной флоры.

Среди основных факторов воздействия на животных, при всех видах работ на месторождении, можно выделить следующие, действующие на ограниченных участках:

- механическое воздействие при строительных, буровых и дорожных работах;
- временная или постоянная утрата мест обитания;
- химическое загрязнение почв и растительности;
- причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения и т.д.

Воздействие на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- в случае гибели животных обязательно информировать областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;

- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ.
- проведение мониторинга животного мира.

В целом, при соблюдении мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на животный мир. Комплекс мер, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

10.11 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварий должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

- меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
- меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащённости и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Компания в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность, охрану здоровья, на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса.

При разработке «Плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций на месторождении» должны быть учтены следующие аспекты:

- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- план мероприятий по борьбе с загрязнением воздуха токсичными веществами;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные Проектом, полностью соответствует экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- использование новейших природосберегающих экологических технологий;
- сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем на месторождении, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации на месторождении.

10.12 Заключение

При реализации проектных решений на месторождении важнейшими экологическими аспектами являются: охрана атмосферного воздуха, водных ресурсов, недр, охрана почвенных и растительных ресурсов, охрана животного мира, охрана природной среды при хранении и утилизации отходов производства, радиационный контроль.

Рекомендуемые природоохранные мероприятия в совокупности с оценкой воздействия разработки месторождения на компоненты окружающей среды формируют систему экологических показателей, позволяющих объективно отразить всю совокупность последствий техногенного вмешательства и уменьшить воздействие на объекты окружающей среды в районе месторождения.

Тщательное выполнение природоохранных мероприятий позволит своевременно выявить, устранить или свести к минимуму воздействие на окружающую среду и обеспечить экологическую безопасность месторождения и его объектов.

Таким образом, при соблюдении норм технической и экологической безопасности при реализации проектных решений не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть».

11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Нефтегазовое месторождение Каратурун Морской по сложности геологического строения отнесено к категории сложных в виду наличия большой изменчивости коллекторских свойств продуктивных пластов, а по количеству извлекаемых запасов углеводородов – к группе мелких.

В период 2006-2012 гг. велась пробная эксплуатация месторождения, а с 2013 года была начата промышленная разработка, которая осуществлялась на основании проектного документа «Технологическая схема разработки месторождения Каратурун Морской» [1] в течение 2013-2020 гг.

На базе пересчитанных в 2020 г. запасов нефти и газа был выполнен «Проект разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2020 г.» [2], который до 2024 года был проектным документом, на основании которого велась разработка месторождения.

Действующим проектным документом является «Дополнение к Проекту разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2023 г.» [3], утвержденное ЦКРР РК (Протокол №47/12 от 25.01.2024 г.).

В 2025 году, по результатам бурения 20 новых скважин, был произведен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Каратурун Морской Мангистауской области Республики Казахстан по состоянию на 01.04.2025 г.» [4], который утвержден ГКЗ РК. Согласно Протоколу №2772-25-У от 22.10.2025 года недропользователю, для дальнейшей работы на месторождении, были выданы следующие рекомендации:

- продолжить изучения кернового материала по определению параметров коллектора в связи с аномальными значениями проницаемости на исследуемых образцах, предусмотреть бурение скважин с отбором керна и проведением стандартных и специальных исследований;
- провести исследования по изучению состава и свойств пластовой нефти горизонтов Ю-I, Ю-II, Ю-VI, Ю-VII, Ю-IX; продолжить отбор и лабораторный анализ глубинных и поверхностных проб нефти;
- в скважинах проводить раздельное испытание продуктивных горизонтов, выполнять мероприятия по ГИС-контролю и ГДИС;
- провести работы по доизучению запасов по категории C_2 для дальнейшего перевода в промышленную категорию C_1 ;
- определить кривые капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны в системе нефть-вода с определением параметров пористости и насыщения;



- выполнить XRD для количественного и качественного анализа минерального состава для более точной настройки ГИС для построения объемной петрофизической модели;
- выполнить исследования методом ртутной порометрии (MICP) для определения распределения размеров пор, пористости и оценки проницаемости;
- провести определение смачиваемости (после восстановления смачиваемости не менее 30 дней при моделировании условий пласта) для прогнозирования процесса вытеснения нефти;
- использовать для специальных исследований образцы стандартных размеров, свойства которых должны охватывать весь диапазон изменения пористости и проницаемости.

Соотношение геологических запасов нефти промышленной категории $B+C_1$ к запасам с категорией C_2 составляет 82%/18%.

Соотношение запасов газа промышленной категорий C_1 к запасам с категорией C_2 составляет 68%/32%.

С целью перевода запасов из категории C_2 в промышленную категорию C_1 в ранее пробуренных скважинах рекомендуется: производить раздельное испытание продуктивных горизонтов, проводить отбор и исследование как пластовых, так и поверхностных флюидов, провести исследование физико-химического состава газа газовых шапок.

Основные функции доразведки месторождения рекомендуется возложить на проектные эксплуатационные скважины, в которых помимо испытаний и исследований флюидов следует предусмотреть отбор керна и проведение на нем стандартных и специальных исследований.

Также, с целью изучения и уточнения геологического строения, в дальнейшем на месторождении рекомендуется предусмотреть возможность проведения сейсморазведочных работ 3Д.

12 РАСЧЁТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд, были рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на демонтаж оборудования;
- рекультивация нарушенных земель;
- платежи за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов.

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.

Затраты на ликвидацию скважин

Расчет затрат на ликвидацию скважин с учетом платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов был рассчитан на основании фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину, с учетом количества планируемых к выбытию скважин. Количество скважин, подлежащих ликвидации – 73 ед.

Стоимость затрат по ликвидации одной скважины составит – 8 465,06 тыс.тенге

Затраты на ликвидацию скважин составят:

$$73 \text{ ед.} * 8 \text{ 465,06 тыс. тенге} = 617 \text{ 949,41 тыс.тенге}$$

Платежи за выбросы в атмосферу и размещение отходов

В таблице 12.1 представлен расчет платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов.

Таблица 12.1 - Расчет платежей за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов

| № п/п | Наименование | Норматив, тенге/скв. | Всего, тыс.тенге |
|---|---|----------------------|------------------|
| 1 | Норматив платежа за выбросы в атмосферу при демонтажных работах | 70 416 | 5 140,4 |
| 2 | Норматив платежа за размещение отходов | 11 601 | 846,9 |
| Всего платежи за демонтажные работы и размещение отходов | | | 5 987,2 |

Расчет рекультивации земли

Согласно пп.3 п.2 ст.217 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Размер выплат на рекультивацию земли составит – 1 665,58 тыс.тенге.

Расчет затрат на демонтаж объектов наземного обустройства.

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется

При расчете затрат ликвидации объектов нефтепромыслового обустройства определена стоимость демонтажа наземных объектов.

Общая стоимость демонтажа наземного обустройства промысла составила 94 488,25 тыс.тенге.

Расчет 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 одну тонну добытых углеводородов.

Для определения ежегодных отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования, был использован удельный норматив на добычу одной тысячи тонн нефти, представляющий собой отношение затрат на ликвидацию объектов недропользования к суммарному проектируемому объему добычи нефти за рентабельный период.

Проектируемый суммарный объем добычи нефти за рентабельный период (2025-2033 гг.) составил 926,6 тыс.тонн.

Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования представлен в таблице 12.2. Норматив рассчитан на 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.

Таблица 12.2 – Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

| Показатели | Ед. измерения | Значение |
|---|--------------------------|-------------------|
| Стоимость затрат на ликвидацию скважин | тыс.тенге | 617 949,41 |
| Стоимость рекультивации нарушенных земель | тыс.тенге | 1 665,58 |
| Стоимость демонтажных работ объектов обустройства | тыс.тенге | 94 488,25 |
| Всего сметная стоимость, без учета НДС на дату составления проекта | тыс.тенге | 714 103,24 |
| Плата за негативное воздействие на окружающую среду: за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу и при ликвидации объектов обустройства и пр. | тыс.тенге | 5 987,24 |
| Стоимость ликвидации месторождения на дату составления проекта | тыс.тенге | 720 090,48 |
| Накопленные ликвидационные отчисления на дату составления проекта | тыс.тенге | 424 785,26 |
| Остаточная стоимость ликвидационных отчислений на дату составления проекта | тыс.тенге | 295 305,22 |
| Размер суммы обеспечения ликвидации последствий | тыс.тенге | 409 259,10 |
| Накопленный объем добычи углеводородов за рентабельный период | тыс.тонн | 1 183,5 |
| Удельный норматив отчислений на ликвидацию последствий недропользования | тенге/тонну нефти | 345,79 |

Норматив отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования составит – 345,79 тенге/тонну.

В таблице 12.3 представлены проектируемые отчисления по годам в ликвидационный фонд.

Таблица 12.3 Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд по годам с учетом инфляции

| Годы | Проектируемый уровень добычи углеводородов тыс.тонн | Норматив отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования тенге/тонну добычи | Планируемые отчисления для обеспечения ликвидации последствий недропользования тыс.тенге |
|------------------------|--|---|---|
| 2025 | 145,8 | 345,79 | 50 406,11 |
| 2026 | 129,4 | 345,79 | 44 751,38 |
| 2027 | 178,2 | 345,79 | 61 607,79 |
| 2028 | 161,0 | 345,79 | 55 684,25 |
| 2029 | 130,8 | 345,79 | 45 237,17 |
| 2030 | 122,7 | 345,79 | 42 413,68 |
| 2031 | 106,6 | 345,79 | 36 850,15 |
| 2032 | 84,1 | 345,79 | 29 087,87 |
| 2033 | 72,1 | 345,79 | 24 918,15 |
| 2034 | 52,9 | 345,79 | 18 302,5 |
| Итого 2025-2034 | 1 183,53 | | 409 259,10 |

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

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ



Таблица П-1 - Характеристика основного фонда скважин. II объект. 1 вариант

| Годы | Ввод скважин из бурения за период | | | Перевод добывающих скважин с III объекта | Перевод добывающих скважин на III объект | Перевод добывающих скважин на I объект | Фонд скважин с начала разработки | Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м | Фонд добывающих скважин с начала разработки | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | | Фонд нагнетательных скважин с начала разработки | Фонд нагнетательных скважин на конец года | | Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут | |
|------|-----------------------------------|--------|---------|--|--|--|----------------------------------|---|---|-----------------|----------------|--|-------------|---------|---|---|---------|--|-------|
| | всего | добыв. | нагнет. | | | | | | | всего | в т.ч. нагнет. | всего | в т.ч. мех. | действ. | | всего | действ. | нефти | жидк. |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 | 26 | 25 | | | | 9,6 | 61,9 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 | 30 | 25 | | | | 8,7 | 50,0 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 | 30 | 27 | | | | 7,8 | 48,0 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 29 | 29 | 26 | | | | 7,0 | 51,6 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 26 | 26 | 23 | | | | 6,9 | 60,4 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 30 | 30 | 30 | 1 | 0 | 21 | 21 | 19 | | | | 7,2 | 69,7 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 17 | 17 | 15 | | | | 7,0 | 85,0 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 1 | 0 | 16 | 16 | 14 | | | | 4,6 | 86,1 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 32 | 32 | 32 | 0 | 0 | 18 | 18 | 16 | | | | 4,1 | 82,7 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 34 | 34 | 34 | 1 | 0 | 19 | 19 | 17 | | | | 4,1 | 76,9 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 34 | 34 | 34 | 0 | 0 | 19 | 19 | 17 | | | | 4,0 | 65,4 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 34 | 34 | 34 | 0 | 0 | 19 | 19 | 17 | | | | 3,6 | 62,8 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 34 | 34 | 34 | 0 | 0 | 19 | 19 | 17 | | | | 3,2 | 60,0 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 34 | 34 | 34 | 0 | 0 | 19 | 19 | 17 | | | | 2,7 | 57,1 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 34 | 34 | 34 | 0 | 0 | 19 | 19 | 17 | | | | 2,3 | 54,1 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 34 | 34 | 34 | 0 | 0 | 19 | 19 | 17 | | | | 1,9 | 49,8 |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 34 | 34 | 34 | 0 | 0 | 19 | 19 | 17 | | | | 1,5 | 45,7 |
| 2043 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 34 | 34 | 34 | 0 | 0 | 19 | 19 | 17 | | | | 1,2 | 41,7 |
| 2044 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 34 | 34 | 34 | 0 | 0 | 19 | 19 | 17 | | | | 0,9 | 37,9 |

Таблица П-2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект. 1 вариант

| Годы | Добыча нефти, тыс. т | Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, % | Кэфф. нефтеотд. дел. | Годовая добыча жидкости, тыс.т | | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | Обвод. продукции и, % | Закачка рабочих агентов, тыс.м ³ | | Добыча газа, млн. м ³ | Накопленная добыча газа, млн. м ³ | ция отбора закачкой, |
|------|----------------------|--|------|---------------------------------|--|----------------------|--------------------------------|-------------------|------------------------------------|-------------------|-----------------------|---|--------|----------------------------------|--|----------------------|
| | | нач. | тек. | | | | всего | в т.ч. мех. спос. | всего | в т.ч. мех. спос. | | год. | накоп. | | | |
| 2026 | 61,4 | 3,9 | 10,7 | 1 074,9 | 67,7 | 0,307 | 395,2 | 277,0 | 3 113,5 | 3 113,5 | 84 | | | 2,0 | 34,1 | |
| 2027 | 71,1 | 4,5 | 13,9 | 1 146,0 | 72,2 | 0,327 | 410,4 | 410,4 | 3 523,9 | 3 523,9 | 83 | | | 2,3 | 36,4 | |
| 2028 | 69,1 | 4,4 | 15,6 | 1 215,1 | 76,5 | 0,347 | 425,6 | 425,6 | 3 949,5 | 3 949,5 | 84 | | | 2,2 | 38,7 | |
| 2029 | 57,6 | 3,6 | 15,4 | 1 272,6 | 80,1 | 0,363 | 440,8 | 440,8 | 4 390,3 | 4 390,3 | 87 | | | 1,9 | 40,6 | |
| 2030 | 47,7 | 3,0 | 15,1 | 1 320,3 | 83,1 | 0,377 | 456,0 | 456,0 | 4 846,3 | 4 846,3 | 90 | | | 1,5 | 42,1 | |
| 2031 | 35,5 | 2,2 | 13,2 | 1 355,8 | 85,4 | 0,387 | 435,2 | 435,2 | 5 281,5 | 5 281,5 | 92 | | | 1,1 | 43,2 | |
| 2032 | 25,2 | 1,6 | 10,8 | 1 381,0 | 87,0 | 0,394 | 419,0 | 419,0 | 5 700,5 | 5 700,5 | 94 | | | 0,8 | 44,1 | |
| 2033 | 21,2 | 1,3 | 10,2 | 1 402,1 | 88,3 | 0,400 | 396,1 | 396,1 | 6 096,6 | 6 096,6 | 95 | | | 0,7 | 44,7 | |
| 2034 | 21,7 | 1,4 | 11,7 | 1 423,8 | 89,7 | 0,406 | 380,2 | 380,2 | 6 476,7 | 6 476,7 | 94 | | | 0,7 | 45,5 | |
| 2035 | 22,8 | 1,4 | 13,9 | 1 446,6 | 91,1 | 0,413 | 378,8 | 378,8 | 6 855,5 | 6 855,5 | 94 | | | 0,7 | 46,2 | |
| 2036 | 22,4 | 1,4 | 15,8 | 1 469,0 | 92,5 | 0,419 | 365,1 | 365,1 | 7 220,6 | 7 220,6 | 94 | | | 0,7 | 46,9 | |
| 2037 | 20,2 | 1,3 | 17,0 | 1489,2 | 93,8 | 0,425 | 350,6 | 350,6 | 7571,2 | 7571,2 | 94 | | | 0,7 | 47,6 | |
| 2038 | 17,7 | 1,1 | 18,0 | 1506,9 | 94,9 | 0,430 | 335,2 | 335,2 | 7906,4 | 7906,4 | 95 | | | 0,6 | 48,1 | |
| 2039 | 15,3 | 1,0 | 18,8 | 1522,2 | 95,9 | 0,434 | 318,9 | 318,9 | 8225,3 | 8225,3 | 95 | | | 0,5 | 48,6 | |
| 2040 | 12,8 | 0,8 | 19,5 | 1535,0 | 96,7 | 0,438 | 301,9 | 301,9 | 8527,2 | 8527,2 | 96 | | | 0,4 | 49,1 | |
| 2041 | 10,5 | 0,7 | 19,8 | 1545,5 | 97,3 | 0,441 | 278,0 | 278,0 | 8805,2 | 8805,2 | 96 | | | 0,3 | 49,4 | |
| 2042 | 8,4 | 0,5 | 19,8 | 1553,9 | 97,9 | 0,443 | 254,9 | 254,9 | 9060,2 | 9060,2 | 97 | | | 0,3 | 49,7 | |
| 2043 | 6,6 | 0,4 | 19,3 | 1560,5 | 98,3 | 0,445 | 232,7 | 232,7 | 9292,9 | 9292,9 | 97 | | | 0,2 | 49,9 | |
| 2044 | 5,0 | 0,3 | 18,1 | 1565,5 | 98,6 | 0,447 | 211,6 | 211,6 | 9504,5 | 9504,5 | 98 | | | 0,2 | 50,0 | |

Таблица П-3 - Характеристика основного фонда скважин. III объект. 1 вариант

| Годы | Ввод скважин из бурения за период | | | Ввод скважин из освоения | Перевод добывающих скважин со II объекта | Перевод добывающих скважин на II объект | Перевод добывающих скважин на I объект | Фонд скважин с начала разработки | Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м | Фонд добывающих скважин с начала разработки | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | | Фонд нагнетательных скважин с начала разработки | Фонд нагнетательных скважин на конец года | | Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут | | Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м³/сут |
|------|-----------------------------------|--------|---------|--------------------------|--|---|--|----------------------------------|---|---|-----------------|----------------|--|-------------|---------|---|---|---------|--|-------|---|
| | всего | добыв. | нагнет. | | | | | | | | всего | в т.ч. нагнет. | всего | в т.ч. мех. | действ. | | всего | действ. | нефти | жидк. | |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 19 | 19 | 19 | 0 | 0 | 19 | 19 | 17 | 0 | | | 13,2 | 52,3 | |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 19 | 19 | 19 | 0 | 0 | 19 | 19 | 17 | 0 | | | 15,3 | 59,5 | |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 19 | 19 | 19 | 0 | 0 | 19 | 19 | 17 | 0 | | | 10,0 | 61,1 | |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 20 | 20 | 20 | 0 | 0 | 20 | 20 | 18 | 0 | | | 7,1 | 57,1 | |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 1 | 22 | 22 | 22 | 0 | 0 | 21 | 21 | 19 | 0 | | | 5,3 | 52,3 | |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 0 | 26 | 26 | 26 | 0 | 0 | 25 | 25 | 23 | 0 | | | 4,5 | 41,9 | |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 29 | 29 | 26 | 0 | | | 4,3 | 36,4 | |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 29 | 29 | 26 | 0 | | | 3,2 | 34,8 | |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 27 | 27 | 24 | 0 | | | 2,0 | 34,6 | |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 25 | 25 | 23 | 0 | | | 1,3 | 32,1 | |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 25 | 25 | 23 | 0 | | | 0,8 | 27,9 | |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 25 | 25 | 23 | 0 | | | 0,5 | 23,8 | |

Таблица П-4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. III объект. 1 вариант

| Годы | Добыча нефти, тыс. т | Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, % | Коэфф. нефтегд, дед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т | | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | Обвод. продукции, % | Закачка рабочих агентов, тыс.м³ | | Добыча газа, млн. м³ | Накопленная добыча газа, млн. м³ | Компенсиация отбора закачкой, % |
|------|----------------------|--|------|---------------------------------|--|----------------------|--------------------------------|-------------------|------------------------------------|-------------------|---------------------|---------------------------------|--------|----------------------|----------------------------------|---------------------------------|
| | | нач. | тек. | | | | всего | в т.ч. мех. спос. | всего | в т.ч. мех. спос. | | год. | накоп. | | | |
| 2026 | 57,5 | 9,1 | 15,9 | 329,7 | 52,1 | 0,179 | 227,3 | 227,3 | 860,4 | 860,4 | 74,7 | | | 1,7 | 10,6 | |
| 2027 | 66,5 | 10,5 | 21,9 | 396,2 | 62,6 | 0,215 | 258,5 | 258,5 | 1118,9 | 1118,9 | 74,3 | | | 2,0 | 12,6 | |
| 2028 | 43,2 | 6,8 | 18,3 | 439,4 | 69,4 | 0,239 | 265,5 | 265,5 | 1384,5 | 1384,5 | 83,7 | | | 1,3 | 13,9 | |
| 2029 | 32,9 | 5,2 | 17,0 | 472,3 | 74,6 | 0,257 | 262,6 | 262,6 | 1647,1 | 1647,1 | 87,5 | | | 1,0 | 14,9 | |
| 2030 | 25,7 | 4,1 | 16,0 | 498,0 | 78,7 | 0,271 | 253,7 | 253,7 | 1900,8 | 1900,8 | 89,9 | | | 0,8 | 15,6 | |
| 2031 | 26,3 | 4,2 | 19,5 | 524,3 | 82,8 | 0,285 | 246,4 | 246,4 | 2147,2 | 2147,2 | 89,3 | | | 0,8 | 16,4 | |
| 2032 | 28,3 | 4,5 | 26,1 | 552,6 | 87,3 | 0,300 | 241,8 | 241,8 | 2389,0 | 2389,0 | 88,3 | | | 0,9 | 17,3 | |
| 2033 | 21,2 | 3,3 | 26,4 | 573,8 | 90,7 | 0,312 | 231,4 | 231,4 | 2620,4 | 2620,4 | 90,8 | | | 0,6 | 17,9 | |
| 2034 | 12,4 | 2,0 | 21,0 | 586,2 | 92,6 | 0,319 | 212,1 | 212,1 | 2832,5 | 2832,5 | 94,1 | | | 0,4 | 18,3 | |
| 2035 | 7,4 | 1,2 | 15,7 | 593,6 | 93,8 | 0,323 | 188,8 | 188,8 | 3021,3 | 3021,3 | 96,1 | | | 0,2 | 18,5 | |
| 2036 | 4,4 | 0,7 | 11,2 | 598,0 | 94,5 | 0,325 | 164,2 | 164,2 | 3185,5 | 3185,5 | 97,3 | | | 0,1 | 18,7 | |
| 2037 | 2,6 | 0,4 | 7,6 | 600,7 | 94,9 | 0,326 | 140,1 | 140,1 | 3325,6 | 3325,6 | 98,1 | | | 0,1 | 18,7 | |

Таблица П-5 - Характеристика основного фонда скважин. В целом. 1 вариант

| Годы | Ввод скважин из бурения за период | | | Перевод оценочных скважин под добычу | Перевод добывающих скважин с III объекта | Перевод добывающих скважин на III объект | Перевод добывающих скважин на I объект | Фонд скважин с начала разработки | Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м | Фонд добывающих скважин с начала разработки | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | | Фонд нагнетательных скважин с начала разработки | Фонд нагнетательных скважин на конец года | | Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут | | Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м³/сут |
|------|-----------------------------------|--------|---------|--------------------------------------|--|--|--|----------------------------------|---|---|-----------------|----------------|--|-------------|---------|---|---|---------|--|-------|---|
| | всего | добыв. | нагнет. | | | | | | | | всего | в т.ч. нагнет. | всего | в т.ч. мех. | действ. | | всего | действ. | нефти | жидк. | |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 50 | 49 | 50 | 0 | 0 | 50 | 46 | 42 | | | | 11,1 | 58,0 | |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 52 | 52 | 52 | 0 | 0 | 52 | 52 | 45 | | | | 10,0 | 46,4 | |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 52 | 52 | 52 | 0 | 0 | 52 | 52 | 47 | | | | 7,9 | 46,1 | |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 52 | 52 | 52 | 0 | 0 | 52 | 52 | 47 | | | | 6,4 | 48,2 | |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 52 | 52 | 52 | 0 | 0 | 52 | 52 | 47 | | | | 6,1 | 50,5 | |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 52 | 52 | 52 | 1 | 0 | 51 | 51 | 47 | | | | 5,5 | 51,6 | |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 52 | 52 | 52 | 0 | 0 | 51 | 51 | 46 | | | | 4,6 | 51,6 | |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 52 | 52 | 52 | 1 | 0 | 50 | 50 | 45 | | | | 3,2 | 45,9 | |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 52 | 52 | 52 | 5 | 0 | 45 | 45 | 40 | | | | 2,6 | 45,1 | |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 52 | 52 | 52 | 1 | 0 | 44 | 44 | 40 | | | | 2,3 | 43,2 | |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 52 | 52 | 52 | 0 | 0 | 44 | 44 | 40 | | | | 2,0 | 40,3 | |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 52 | 52 | 52 | 0 | 0 | 44 | 44 | 40 | | | | 1,7 | 37,3 | |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 52 | 52 | 52 | 25 | 0 | 19 | 19 | 17 | | | | 3,2 | 60,0 | |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 52 | 52 | 52 | 0 | 0 | 19 | 19 | 17 | | | | 2,7 | 57,1 | |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 52 | 52 | 52 | 0 | 0 | 19 | 19 | 17 | | | | 2,3 | 54,1 | |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 52 | 52 | 52 | 0 | 0 | 19 | 19 | 17 | | | | 1,9 | 49,8 | |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 52 | 52 | 52 | 0 | 0 | 19 | 19 | 17 | | | | 1,5 | 45,7 | |
| 2043 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 52 | 52 | 52 | 0 | 0 | 19 | 19 | 17 | | | | 1,2 | 41,7 | |
| 2044 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 52 | 52 | 52 | 0 | 0 | 19 | 19 | 17 | | | | 0,9 | 37,9 | |

Таблица П-6 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. В целом. 1 вариант

| Годы | Добыча нефти, тыс. т | Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, % | Коэфф. нефтегед. дед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т | | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | Обвод. продукции, % | Закачка рабочих агентов, тыс.м³ | | Добыча газа, млн. м³ | Накопленная добыча газа, млн. м³ |
|------|----------------------|--|------|---------------------------------|--|-----------------------|--------------------------------|-------------------|------------------------------------|-------------------|---------------------|---------------------------------|--------|----------------------|----------------------------------|
| | | нач. | тек. | | | | всего | в т.ч. мех. спос. | всего | в т.ч. мех. спос. | | год. | накоп. | | |
| 2026 | 118,9 | 5,1 | 11,8 | 1439,0 | 61,8 | 0,241 | 622,5 | 277,0 | 4048 | 4048 | 81 | | | 3,7 | 44,9 |
| 2027 | 148,1 | 6,4 | 16,7 | 1587,1 | 68,2 | 0,266 | 685,3 | 685,3 | 4733 | 4733 | 78 | | | 4,6 | 49,5 |
| 2028 | 122,7 | 5,3 | 16,6 | 1709,7 | 73,5 | 0,286 | 712,5 | 712,5 | 5446 | 5446 | 83 | | | 3,8 | 53,3 |
| 2029 | 96,7 | 4,2 | 15,7 | 1806,4 | 77,6 | 0,302 | 728,2 | 728,2 | 6174 | 6174 | 87 | | | 3,0 | 56,3 |
| 2030 | 89,5 | 3,8 | 17,2 | 1895,8 | 81,5 | 0,317 | 746,5 | 746,5 | 6920 | 6920 | 88 | | | 2,8 | 59,1 |
| 2031 | 77,3 | 3,3 | 17,9 | 1973,1 | 84,8 | 0,330 | 728,7 | 728,7 | 7649 | 7649 | 89 | | | 2,4 | 61,4 |
| 2032 | 62,8 | 2,7 | 17,8 | 2035,9 | 87,5 | 0,341 | 711,5 | 711,5 | 8361 | 8361 | 91 | | | 1,9 | 63,4 |
| 2033 | 48,0 | 2,1 | 16,5 | 2083,9 | 89,6 | 0,349 | 678,8 | 678,8 | 9039 | 9039 | 93 | | | 1,5 | 64,9 |
| 2034 | 34,1 | 1,5 | 14,0 | 2118,0 | 91,0 | 0,355 | 592,3 | 592,3 | 9309 | 9632 | 94 | | | 1,1 | 65,9 |
| 2035 | 30,2 | 1,3 | 14,4 | 2148,1 | 92,3 | 0,360 | 567,5 | 567,5 | 9877 | 10199 | 95 | | | 1,0 | 66,9 |
| 2036 | 26,8 | 1,2 | 15,0 | 2175,0 | 93,5 | 0,364 | 529,3 | 529,3 | 10406 | 10729 | 95 | | | 0,9 | 67,7 |
| 2037 | 22,8 | 1,0 | 15,0 | 2197,8 | 94,4 | 0,368 | 490,7 | 490,7 | 10897 | 11219 | 95 | | | 0,7 | 68,5 |
| 2038 | 17,7 | 0,8 | 13,7 | 2215,5 | 95,2 | 0,371 | 335,2 | 335,2 | 11232 | 11554 | 95 | | | 0,6 | 69,1 |
| 2039 | 15,3 | 0,7 | 13,7 | 2230,8 | 95,9 | 0,374 | 318,9 | 318,9 | 11551 | 11873 | 95 | | | 0,5 | 69,6 |
| 2040 | 12,8 | 0,6 | 13,3 | 2243,6 | 96,4 | 0,376 | 301,9 | 301,9 | 11853 | 12175 | 96 | | | 0,4 | 70,0 |
| 2041 | 10,5 | 0,5 | 12,6 | 2254,1 | 96,9 | 0,377 | 278,0 | 278,0 | 12131 | 12453 | 96 | | | 0,3 | 70,3 |
| 2042 | 8,4 | 0,4 | 11,5 | 2262,6 | 97,2 | 0,379 | 254,9 | 254,9 | 12386 | 12708 | 97 | | | 0,3 | 70,6 |
| 2043 | 6,6 | 0,3 | 10,2 | 2269,1 | 97,5 | 0,380 | 232,7 | 232,7 | 12619 | 12941 | 97 | | | 0,2 | 70,8 |
| 2044 | 5,0 | 0,2 | 8,6 | 2274,1 | 97,7 | 0,381 | 211,6 | 211,6 | 12830 | 13153 | 98 | | | 0,2 | 71,0 |



Таблица II-7 - Характеристика основного фонда скважин. II объект. 2 вариант

| Годы | Ввод скважин из бурения за период | | | Перевод оценочных скважин под добычу | Перевод добывающих скважин с III объекта | Перевод добывающих скважин на III объект | Перевод добывающих скважин на I объект | Фонд скважин с начала разработки | Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м | Фонд добывающих скважин с начала разработки | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | | Фонд нагнетательных скважин с начала разработки | Перевод добывающих скважин в испытание под ИПД | Фонд нагнетательных скважин на конец года | | Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут | |
|------|-----------------------------------|--------|---------|--------------------------------------|--|--|--|----------------------------------|---|---|-----------------|----------------|--|-------------|---------|---|--|---|---------|--|-------|
| | всего | добыв. | нагнет. | | | | | | | | всего | в т.ч. нагнет. | всего | в т.ч. мех. | действ. | | | всего | действ. | нефти | жидк. |
| 2026 | 4 | 4 | 0 | 4 | 0 | 0 | 0 | 38 | 38 | 38 | 0 | 0 | 38 | 34 | 34 | | 0 | | | 8,6 | 53,5 |
| 2027 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 39 | 39 | 39 | 0 | 0 | 39 | 39 | 35 | | 0 | | | 7,9 | 38,8 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 39 | 39 | 39 | 0 | 0 | 39 | 39 | 35 | | 0 | | | 7,4 | 40,0 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 39 | 39 | 39 | 0 | 0 | 38 | 38 | 34 | | 0 | | | 6,6 | 43,6 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 39 | 39 | 39 | 0 | 0 | 35 | 35 | 32 | | 0 | | | 6,2 | 48,4 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 39 | 39 | 39 | 1 | 0 | 30 | 30 | 27 | | 0 | | | 5,6 | 60,0 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 39 | 39 | 39 | 0 | 0 | 26 | 26 | 23 | | 0 | | | 5,1 | 71,8 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 39 | 39 | 39 | 1 | 0 | 25 | 25 | 23 | | 0 | | | 4,7 | 72,6 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 41 | 41 | 41 | 0 | 0 | 27 | 27 | 24 | | 0 | | | 4,7 | 76,6 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 43 | 43 | 43 | 1 | 0 | 28 | 28 | 25 | | 0 | | | 4,5 | 73,9 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 43 | 43 | 43 | 0 | 0 | 28 | 28 | 25 | | 0 | | | 4,1 | 68,4 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 43 | 43 | 43 | 0 | 0 | 28 | 28 | 25 | | 0 | | | 3,7 | 68,6 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 43 | 43 | 43 | 0 | 0 | 28 | 28 | 25 | | 0 | | | 3,3 | 68,3 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 43 | 43 | 43 | 0 | 0 | 28 | 28 | 25 | | 0 | | | 2,8 | 67,5 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 43 | 43 | 43 | 0 | 0 | 28 | 28 | 25 | | 0 | | | 2,4 | 66,4 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 43 | 43 | 43 | 0 | 0 | 28 | 28 | 25 | | 0 | | | 1,9 | 64,9 |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 43 | 43 | 43 | 0 | 0 | 28 | 28 | 25 | | 0 | | | 1,6 | 63,2 |

Таблица II-8 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект. 2 вариант

| Годы | Добыча нефти, тыс. т | Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, % | Коэфф. нефтеотд. д.сл. | Годовая добыча жидкости, тыс.т | | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | Обвод. продукции, % | Закачка рабочих агентов, тыс.м ³ | | Добыча газа, млн. м ³ | Накопленная добыча газа, млн. м ³ | Компенсация отбора закачкой, % |
|------|----------------------|--|------|---------------------------------|--|------------------------|--------------------------------|-------------------|------------------------------------|-------------------|---------------------|---|--------|----------------------------------|--|--------------------------------|
| | | нач. | тек. | | | | всего | в т.ч. мех. спос. | | в т.ч. мех. спос. | | год. | накоп. | | | |
| 2026 | 72,0 | 4,5 | 12,5 | 1 085,4 | 68,3 | 0,3 | 410,3 | 277,0 | 3 128,6 | 3 128,6 | 82 | | | 2,3 | 34,5 | |
| 2027 | 89,4 | 5,6 | 17,8 | 1 174,8 | 74,0 | 0,3 | 440,6 | 440,6 | 3 569,2 | 3 569,2 | 80 | | | 2,9 | 37,4 | |
| 2028 | 85,0 | 5,3 | 20,6 | 1 259,8 | 79,3 | 0,4 | 460,2 | 460,2 | 4 029,4 | 4 029,4 | 82 | | | 2,8 | 40,1 | |
| 2029 | 73,4 | 4,6 | 22,4 | 1 333,2 | 84,0 | 0,4 | 486,9 | 486,9 | 4 516,3 | 4 516,3 | 85 | | | 2,4 | 42,5 | |
| 2030 | 65,3 | 4,1 | 25,6 | 1 398,5 | 88,1 | 0,4 | 508,9 | 508,9 | 5 025,2 | 5 025,2 | 87 | | | 2,1 | 44,6 | |
| 2031 | 50,0 | 3,2 | 26,4 | 1 448,5 | 91,2 | 0,4 | 532,1 | 532,1 | 5 557,3 | 5 557,3 | 91 | | | 1,6 | 46,3 | |
| 2032 | 38,6 | 2,4 | 27,7 | 1 487,2 | 93,6 | 0,4 | 542,2 | 542,2 | 6 099,5 | 6 099,5 | 93 | | | 1,3 | 47,5 | |
| 2033 | 35,5 | 2,2 | 35,2 | 1 522,7 | 95,9 | 0,4 | 548,8 | 548,8 | 6 648,3 | 6 648,3 | 94 | | | 1,2 | 48,7 | |
| 2034 | 33,7 | 2,1 | 51,7 | 1 556,4 | 98,0 | 0,4 | 553,4 | 553,4 | 7 201,7 | 7 201,7 | 94 | | | 1,1 | 49,7 | |
| 2035 | 34,2 | 2,2 | | 1 590,6 | 100,2 | 0,5 | 558,2 | 558,2 | 7 759,9 | 7 759,9 | 94 | | | 1,1 | 50,9 | |
| 2036 | 33,4 | 2,1 | | 1 623,9 | 102,3 | 0,5 | 562,0 | 562,0 | 8 321,9 | 8 321,9 | 94 | | | 1,1 | 51,9 | |
| 2037 | 30,7 | 1,9 | | 1 654,6 | 104,2 | 0,5 | 563,0 | 563,0 | 8 884,9 | 8 884,9 | 95 | | | 1,0 | 52,9 | |
| 2038 | 27,0 | 1,7 | | 1 681,6 | 105,9 | 0,5 | 560,6 | 560,6 | 9 445,5 | 9 445,5 | 95 | | | 0,9 | 53,8 | |
| 2039 | 23,2 | 1,5 | | 1 704,9 | 107,4 | 0,5 | 554,6 | 554,6 | 10 000,1 | 10 000,1 | 96 | | | 0,8 | 54,6 | |
| 2040 | 19,5 | 1,2 | | 1 724,4 | 108,6 | 0,5 | 545,4 | 545,4 | 10 545,5 | 10 545,5 | 96 | | | 0,6 | 55,2 | |
| 2041 | 16,0 | 1,0 | | 1 740,4 | 109,6 | 0,5 | 533,3 | 533,3 | 11 078,8 | 11 078,8 | 97 | | | 0,5 | 55,7 | |
| 2042 | 12,8 | 0,8 | | 1 753,2 | 110,4 | 0,5 | 518,8 | 518,8 | 11 597,6 | 11 597,6 | 98 | | | 0,4 | 56,1 | |



Таблица П-9 - Характеристика основного фонда скважин. В целом. 2 вариант

| Годы | Ввод скважин из бурения за период | | | Перевод оценочных скважин под добычу | Перевод добывающих скважин с III объекта | Перевод добывающих скважин на III объект | Перевод добывающих скважин на I объект | Фонд скважин с начала разработки | Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м | Фонд добывающих скважин с начала разработки | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | | Фонд нагнетательных скважин с начала разработки | Фонд нагнетательных скважин на конец года | | Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут | | Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м³/сут |
|------|-----------------------------------|--------|---------|--------------------------------------|--|--|--|----------------------------------|---|---|-----------------|----------------|--|-------------|---------|---|---|---------|--|-------|---|
| | всего | добыв. | нагнет. | | | | | | | | всего | в т.ч. нагнет. | всего | в т.ч. мех. | действ. | | всего | действ. | нефти | жидк. | |
| 2026 | 4 | 4 | 0 | 4 | 0 | 0 | 0 | 58 | 57 | 58 | 0 | 0 | 58 | 54 | 51 | | | | 10,2 | 48,9 | |
| 2027 | 4 | 4 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 64 | 66 | 66 | 0 | 0 | 64 | 64 | 58 | | | | 9,5 | 38,3 | |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 64 | 64 | 64 | 0 | 0 | 64 | 64 | 58 | | | | 8,1 | 41,0 | |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 64 | 64 | 64 | 0 | 0 | 64 | 64 | 58 | | | | 6,7 | 43,9 | |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 64 | 64 | 64 | 0 | 0 | 64 | 64 | 59 | | | | 6,3 | 45,8 | |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 64 | 64 | 64 | 1 | 0 | 63 | 63 | 57 | | | | 5,9 | 51,3 | |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 64 | 64 | 64 | 0 | 0 | 63 | 63 | 57 | | | | 4,6 | 52,1 | |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 64 | 64 | 64 | 1 | 0 | 62 | 62 | 57 | | | | 3,7 | 48,7 | |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 64 | 64 | 64 | 5 | 0 | 57 | 57 | 51 | | | | 3,0 | 50,8 | |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 64 | 64 | 64 | 1 | 0 | 56 | 56 | 50 | | | | 2,7 | 51,0 | |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 64 | 64 | 64 | 0 | 0 | 56 | 56 | 50 | | | | 2,4 | 50,0 | |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 64 | 64 | 64 | 28 | 0 | 28 | 28 | 25 | | | | 3,7 | 68,6 | |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 64 | 64 | 64 | 0 | 0 | 28 | 28 | 25 | | | | 3,3 | 68,2 | |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 64 | 64 | 64 | 0 | 0 | 28 | 28 | 25 | | | | 2,8 | 67,5 | |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 64 | 64 | 64 | 0 | 0 | 28 | 28 | 25 | | | | 2,4 | 66,4 | |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 64 | 64 | 64 | 0 | 0 | 28 | 28 | 25 | | | | 1,9 | 64,9 | |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 64 | 64 | 64 | 0 | 0 | 28 | 28 | 25 | | | | 1,6 | 63,2 | |

Таблица П-10 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. В целом. 2 вариант

| Годы | Добыча нефти, тыс. т | Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, % | Коэфф. нефтеотд. дел. | Годовая добыча жидкости, тыс.т | | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | Обвод. продукции, % | Закачка рабочих агентов, тыс.м³ | | Добыча газа, млн. м³ | Накопленная добыча газа, млн. м³ |
|------|----------------------|--|------|---------------------------------|--|-----------------------|--------------------------------|-------------------|------------------------------------|-------------------|---------------------|---------------------------------|--------|----------------------|----------------------------------|
| | | нач. | тек. | | | | всего | в т.ч. мех. спос. | всего | в т.ч. мех. спос. | | год. | накоп. | | |
| 2026 | 129,4 | 5,6 | 12,9 | 1449,5 | 62,3 | 0,243 | 637,6 | 277,0 | 4063 | 4063 | 80 | | | 4,1 | 46,0 |
| 2027 | 175,5 | 7,5 | 20,0 | 1625,0 | 69,8 | 0,272 | 729,6 | 729,6 | 4793 | 4793 | 76 | | | 5,5 | 51,5 |
| 2028 | 154,9 | 6,7 | 22,1 | 1780,0 | 76,5 | 0,298 | 780,6 | 780,6 | 5573 | 5573 | 80 | | | 4,9 | 56,4 |
| 2029 | 125,3 | 5,4 | 22,9 | 1905,3 | 81,9 | 0,319 | 822,0 | 822,0 | 6395 | 6395 | 85 | | | 3,9 | 60,4 |
| 2030 | 117,6 | 5,1 | 27,9 | 2022,9 | 86,9 | 0,339 | 857,6 | 857,6 | 7253 | 7253 | 86 | | | 3,7 | 64,0 |
| 2031 | 102,2 | 4,4 | 33,6 | 2125,1 | 91,3 | 0,356 | 892,8 | 892,8 | 8146 | 8146 | 89 | | | 3,2 | 67,2 |
| 2032 | 80,2 | 3,4 | 39,8 | 2205,4 | 94,8 | 0,369 | 907,8 | 907,8 | 9053 | 9053 | 91 | | | 2,5 | 69,7 |
| 2033 | 68,5 | 2,9 | 56,3 | 2273,9 | 97,7 | 0,381 | 911,5 | 911,5 | 9965 | 9965 | 92 | | | 2,1 | 71,8 |
| 2034 | 49,7 | 2,1 | 93,5 | 2323,6 | 99,9 | 0,389 | 851,3 | 851,3 | 10816 | 10816 | 94 | | | 1,6 | 73,4 |
| 2035 | 43,6 | 1,9 | | 2367,1 | 101,7 | 0,396 | 837,8 | 837,8 | 11654 | 11654 | 95 | | | 1,4 | 74,8 |
| 2036 | 39,0 | 1,7 | | 2406,2 | 103,4 | 0,403 | 821,6 | 821,6 | 12476 | 12476 | 95 | | | 1,3 | 76,1 |
| 2037 | 30,7 | 1,3 | | 2436,9 | 104,7 | 0,408 | 563,0 | 563,0 | 13039 | 13039 | 95 | | | 1,0 | 77,1 |
| 2038 | 27,0 | 1,2 | | 2463,9 | 105,9 | 0,413 | 560,6 | 560,6 | 13599 | 13599 | 95 | | | 0,9 | 77,9 |
| 2039 | 23,2 | 1,0 | | 2487,1 | 106,9 | 0,416 | 554,6 | 554,6 | 14153,8 | 14153,8 | 96 | | | 0,8 | 78,7 |
| 2040 | 19,5 | 0,8 | | 2506,6 | 107,7 | 0,420 | 545,4 | 545,4 | 14699,2 | 14699,2 | 96 | | | 0,6 | 79,3 |
| 2041 | 16,0 | 0,7 | | 2522,6 | 108,4 | 0,422 | 533,3 | 533,3 | 15232,5 | 15232,5 | 97 | | | 0,5 | 79,8 |
| 2042 | 12,8 | 0,6 | | 2535,4 | 109,0 | 0,425 | 518,8 | 518,8 | 15751,3 | 15751,3 | 98 | | | 0,4 | 80,2 |

Таблица П-11 - Расчет капитальных вложений
Вариант 1

| № | Наименование работ, объектов и затрат | Ед. изм. | Кол-во | Стоимость ед-цы млн.тенге | Стоимость всего млн.тенге | Распределение капитальных вложений | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|--|----------|--------|---------------------------|---------------------------|------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | | | | | | 1 2025 | 2 2026 | 3 2027 | 4 2028 | 5 2029 | 6 2030 | 7 2031 | 8 2032 | 9 2033 | 10 2034 | 11 2035 | 12 2036 | 13 2037 | 14 2038 | 15 2039 | 16 2040 | 17 2041 | 18 2042 | 19 2043 | 20 2044 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 |
| I | Строительство скважин (подземное строительство) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Перевод оценочных скважин под добычу | скв. | 2 | 15,0 | 30 | 0 | 0 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | Перевод добывающих скважин с объекта на объект | скв. | 17 | 15,0 | 255 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 60 | 60 | 60 | 0 | 30 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Выбытие скважин | скв. | 33 | 1,5 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 2 | 8 | 2 | 0 | 0 | 38 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Итого строительство скважин | | | | 335 | 0 | 0 | 30 | 0 | 15 | 60 | 62 | 60 | 2 | 38 | 32 | 0 | 0 | 38 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Итого строительство скважин с учетом инфляции | | | | 762 | 0 | 0 | 37 | 0 | 23 | 103 | 118 | 128 | 4 | 100 | 93 | 0 | 0 | 154 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| II | Надземное строительство | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Обустройство промысла | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Выкидные линии, Ø89*10 мм | км | 0,6 | 18,5 | 11 | 0 | 0 | 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | Автомобильные дороги к новым скважинам | км | 0,6 | 12,3 | 7 | 0 | 0 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Линии электропередач (ЛЭП) | км | 0,6 | 77,0 | 46 | 0 | 0 | 46 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Итого надземное строительство | | | | 65 | 0 | 0 | 65 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Итого надземное строительство с учетом инфляции | | | | 80 | 0 | 0 | 80 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Всего со строительством скважин без учета инфляции | | | | 399 | 0 | 0 | 95 | 0 | 15 | 60 | 62 | 60 | 2 | 38 | 32 | 0 | 0 | 38 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Всего со строительством скважин с учетом инфляции | | | | 842 | 0 | 0 | 118 | 0 | 23 | 103 | 118 | 128 | 4 | 100 | 93 | 0 | 0 | 154 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Коэффициент инфляции | | | | | 1,000 | 1,115 | 1,243 | 1,386 | 1,545 | 1,723 | 1,921 | 2,141 | 2,387 | 2,662 | 2,968 | 3,309 | 3,689 | 4,113 | 4,586 | 5,113 | 5,700 | 6,355 | 7,085 | 7,900 |

Таблица П-12 - Расчет капитальных вложений
Вариант 2

| № | Наименование работ, объектов и затрат | Ед. изм. | Кол-во | Стоимость ед-цы млн.тенге | Стоимость всего млн.тенге | Распределение капитальных вложений | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|--|----------|--------|---------------------------|---------------------------|------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | | | | | | 1 2025 | 2 2026 | 3 2027 | 4 2028 | 5 2029 | 6 2030 | 7 2031 | 8 2032 | 9 2033 | 10 2034 | 11 2035 | 12 2036 | 13 2037 | 14 2038 | 15 2039 | 16 2040 | 17 2041 | 18 2042 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
| I | Строительство скважин (подземное строительство) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Бурение добывающих вертикальных скважин | скв. | 8 | 235,5 | 1 884 | 0 | 941,9 | 941,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | Перевод оценочных скважин под добычу | скв. | 6 | 15,0 | 90 | 0 | 60 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Перевод добывающих скважин с объекта на объект | скв. | 17 | 15,0 | 255 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 60 | 60 | 60 | 0 | 30 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | Выбытие скважин | скв. | 36 | 1,5 | 54 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 2 | 8 | 2 | 0 | 42 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Итого строительство скважин | | | | 2 283 | 0 | 1 002 | 972 | 0 | 15 | 60 | 62 | 60 | 2 | 38 | 32 | 0 | 42 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Итого строительство скважин с учетом инфляции | | | | 3 050 | 0 | 1 117 | 1 208 | 0 | 23 | 103 | 118 | 128 | 4 | 100 | 93 | 0 | 155 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| II | Надземное строительство | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Обустройство промысла | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Обустройство скважин | скв. | 8,0 | 52,4 | 419 | 0 | 210 | 210 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | Выкидные линии, Ø89*10 мм | км | 4,2 | 18,5 | 78 | 0 | 44 | 33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Автомобильные дороги к новым скважинам | км | 4,2 | 12,3 | 52 | 0 | 30 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | Линии электропередач (ЛЭП) | км | 4,2 | 77,0 | 323 | 0 | 185 | 139 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Итого надземное строительство | | | | 872 | 0 | 468 | 404 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Итого надземное строительство с учетом инфляции | | | | 1 024 | 0 | 522 | 502 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Всего со строительством скважин без учета инфляции | | | | 3 155 | 0 | 1 470 | 1 376 | 0 | 15 | 60 | 62 | 60 | 2 | 38 | 32 | 0 | 42 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Всего со строительством скважин с учетом инфляции | | | | 4 074 | 0 | 1 639 | 1 710 | 0 | 23 | 103 | 118 | 128 | 4 | 100 | 93 | 0 | 155 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Коэффициент инфляции | | | | | 1,000 | 1,115 | 1,243 | 1,386 | 1,545 | 1,723 | 1,921 | 2,141 | 2,387 | 2,662 | 2,968 | 3,309 | 3,689 | 4,113 | 4,586 | 5,113 | 5,700 | 6,355 |

Таблица П-13 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции
Вариант 1

| Годы | Расчет дохода от продажи нефти | | | | | | Общий доход предприятия (без НДС) млн.тенге |
|------------------------------------|------------------------------------|-------------------|------------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|--|---|
| | Объем добычи нефти тыс.тонн | Объем продажи | | | Цена реализации | | |
| | | всего тыс.тонн | на внешний рынок тыс.тонн | на внутрен-ний рынок тыс.тонн | на внешний рынок тыс.тенге/тонну | на внутренний рынок (с НДС) тыс.тенге/тонну | |
| 2025 | 145,8 | 144,7 | 123,0 | 21,7 | 257,4 | 115,0 | 33 898,8 |
| 2026 | 118,9 | 118,1 | 100,4 | 17,7 | 287,0 | 128,2 | 30 759,0 |
| 2027 | 148,1 | 147,0 | 125,0 | 22,1 | 320,0 | 142,9 | 42 708,9 |
| 2028 | 122,7 | 121,8 | 103,5 | 18,3 | 356,7 | 159,4 | 39 439,3 |
| 2029 | 96,7 | 96,0 | 81,6 | 14,4 | 397,7 | 177,7 | 34 653,3 |
| 2030 | 89,5 | 88,8 | 75,5 | 13,3 | 443,4 | 198,1 | 35 754,6 |
| 2031 | 77,3 | 76,8 | 65,2 | 11,5 | 494,4 | 220,9 | 34 446,6 |
| 2032 | 62,8 | 62,4 | 53,0 | 9,4 | 551,2 | 246,3 | 31 221,6 |
| 2033 | 48,0 | 47,6 | 40,5 | 7,1 | 614,5 | 274,6 | 26 563,7 |
| 2034 | 34,1 | 33,8 | 28,8 | 5,1 | 685,2 | 306,1 | 21 050,3 |
| 2035 | 30,2 | 29,9 | 25,5 | 4,5 | 763,9 | 341,3 | 20 764,9 |
| 2036 | 26,8 | 26,6 | 22,6 | 4,0 | 851,7 | 380,5 | 20 594,4 |
| 2037 | 22,8 | 22,7 | 19,3 | 3,4 | 949,5 | 424,2 | 19 531,5 |
| 2038 | 17,7 | 17,6 | 15,0 | 2,6 | 1 058,7 | 473,0 | 16 938,8 |
| 2039 | 15,3 | 15,2 | 12,9 | 2,3 | 1 180,3 | 527,3 | 16 241,4 |
| 2040 | 12,8 | 12,7 | 10,8 | 1,9 | 1 316,0 | 587,9 | 15 210,5 |
| 2041 | 10,5 | 10,4 | 8,9 | 1,6 | 1 467,2 | 655,5 | 13 906,0 |
| 2042 | 8,4 | 8,4 | 7,1 | 1,3 | 1 635,8 | 730,8 | 12 403,2 |
| 2043 | 6,6 | 6,5 | 5,5 | 1,0 | 1 823,8 | 814,8 | 10 786,3 |
| 2044 | 5,0 | 5,0 | 4,2 | 0,7 | 2 033,4 | 908,5 | 9 139,6 |
| Итого прибыль-ный период 2025-2032 | 861,6 | 855,6 | 727,3 | 128,3 | | | 282 882,0 |
| Итого расчетный период 2025-2044 | 1 099,8 | 1 092,1 | 928,3 | 163,8 | | | 486 012,5 |

Таблица П-14 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции
Вариант 2

| Годы | Расчет дохода от продажи нефти | | | | | | Общий доход предприятия (без НДС) |
|------------------------------------|--------------------------------|---------------|-------------------|------------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| | Объем добычи нефти | Объем продажи | | | Цена реализации | | |
| | | тыс.тонн | всего тыс.тонн | на внешний рынок тыс.тонн | на внутрен-ний рынок тыс.тонн | на внешний рынок тыс.тенге/тонну | |
| 2025 | 145,8 | 144,7 | 123,0 | 21,7 | 257,4 | 115,0 | 33 898,8 |
| 2026 | 129,4 | 128,5 | 109,2 | 19,3 | 287,0 | 128,2 | 33 478,4 |
| 2027 | 175,5 | 174,3 | 148,2 | 26,1 | 320,0 | 142,9 | 50 627,0 |
| 2028 | 154,9 | 153,9 | 130,8 | 23,1 | 356,7 | 159,4 | 49 824,5 |
| 2029 | 125,3 | 124,4 | 105,8 | 18,7 | 397,7 | 177,7 | 44 930,9 |
| 2030 | 117,6 | 116,8 | 99,3 | 17,5 | 443,4 | 198,1 | 47 025,5 |
| 2031 | 102,2 | 101,5 | 86,2 | 15,2 | 494,4 | 220,9 | 45 536,6 |
| 2032 | 80,2 | 79,7 | 67,7 | 12,0 | 551,2 | 246,3 | 39 871,6 |
| 2033 | 68,5 | 68,0 | 57,8 | 10,2 | 614,5 | 274,6 | 37 945,3 |
| 2034 | 49,7 | 49,3 | 41,9 | 7,4 | 685,2 | 306,1 | 30 687,2 |
| 2035 | 43,6 | 43,3 | 36,8 | 6,5 | 763,9 | 341,3 | 30 011,6 |
| 2036 | 39,0 | 38,7 | 32,9 | 5,8 | 851,7 | 380,5 | 29 953,7 |
| 2037 | 30,7 | 30,5 | 25,9 | 4,6 | 949,5 | 424,2 | 26 272,4 |
| 2038 | 27,0 | 26,8 | 22,8 | 4,0 | 1 058,7 | 473,0 | 25 776,5 |
| 2039 | 23,2 | 23,1 | 19,6 | 3,5 | 1 180,3 | 527,3 | 24 715,3 |
| 2040 | 19,5 | 19,4 | 16,5 | 2,9 | 1 316,0 | 587,9 | 23 146,6 |
| 2041 | 16,0 | 15,9 | 13,5 | 2,4 | 1 467,2 | 655,5 | 21 161,3 |
| 2042 | 12,8 | 12,7 | 10,8 | 1,9 | 1 635,8 | 730,8 | 18 874,5 |
| Итого прибыль-ный период 2025-2033 | 1 099,6 | 1 091,9 | 928,1 | 163,8 | | | 383 138,5 |
| Итого расчетный период 2025-2042 | 1 361,1 | 1 351,6 | 1 148,8 | 202,7 | | | 613 737,6 |



Таблица П-15 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции
Вариант 1

| Годы | Расходы, относимые на себестоимость продукции | | | | | | | | | | | | | | | Итого налоги и платежи, включае- мые в себе- стоимость продукции | Итого расходы, относимые на себе- стоимость продукции | Производ- ственная себестоимость 1 тонны нефти |
|--|---|------------------------------|------------------------|---|--|--|-------------------|--|---------------------|--------------------------|-------------------|------------------|---------------------|---|-----------------------|--|--|---|
| | ФОТ ППП | Затраты на электроэнергию | Расходы на персонал | Амортиза- ционные отчис-ления, включае- мые в себе- стоимость продукции | Затраты производст- венного характера | Услуги производст- венного характера, выпол- ненные сто- ронними орга- низациями | Ремонт скважин | Затраты, зависимые от фонда скважин | Арендные затраты | Экологические расходы | Прочие затраты | Страхо- вание | Затраты на НИОКР | Налоги, отчисля- емые от ФОТ ППП | Налог на имущество | | | |
| | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | тыс.тенге/тонну |
| 2025 | 927,3 | 252,1 | 113,1 | 1 651,3 | 900,8 | 160,0 | 508,1 | 144,5 | 747,5 | 12,9 | 5,2 | 2,3 | 388,4 | 207,1 | 386,4 | 593,6 | 6 407,0 | 44,0 |
| 2026 | 927,3 | 298,2 | 126,1 | 1 330,2 | 1 065,4 | 178,4 | 566,5 | 161,1 | 747,5 | 11,8 | 5,8 | 2,5 | 339,0 | 207,1 | 361,6 | 568,8 | 6 328,4 | 53,2 |
| 2027 | 927,3 | 366,0 | 140,6 | 1 689,3 | 1 307,7 | 198,9 | 656,8 | 186,8 | 747,5 | 16,3 | 6,5 | 2,8 | 307,6 | 207,1 | 343,5 | 550,6 | 7 104,7 | 48,0 |
| 2028 | 881,0 | 387,7 | 149,0 | 1 380,3 | 1 385,1 | 210,6 | 732,3 | 208,2 | 710,1 | 15,1 | 6,9 | 3,0 | 427,1 | 196,8 | 318,1 | 514,9 | 7 011,2 | 57,2 |
| 2029 | 836,9 | 410,6 | 157,8 | 1 073,2 | 1 467,0 | 223,1 | 816,4 | 232,2 | 674,6 | 13,3 | 7,3 | 3,2 | 394,4 | 187,0 | 297,8 | 484,7 | 6 794,7 | 70,3 |
| 2030 | 795,1 | 434,9 | 167,1 | 994,4 | 1 553,8 | 236,3 | 910,3 | 258,9 | 640,9 | 13,7 | 7,7 | 3,4 | 346,5 | 177,6 | 283,2 | 460,8 | 6 823,7 | 76,3 |
| 2031 | 755,3 | 460,6 | 177,0 | 858,5 | 1 645,8 | 250,3 | 995,3 | 283,1 | 608,8 | 13,2 | 8,2 | 3,6 | 357,5 | 168,7 | 270,1 | 438,8 | 6 855,9 | 88,7 |
| 2032 | 717,5 | 487,9 | 187,5 | 696,6 | 1 743,1 | 265,1 | 1 109,7 | 315,6 | 578,4 | 11,9 | 8,7 | 3,8 | 344,5 | 160,3 | 259,1 | 419,4 | 6 889,7 | 109,6 |
| 2033 | 681,7 | 516,7 | 198,6 | 526,5 | 1 846,3 | 280,8 | 1 213,0 | 344,9 | 549,5 | 10,2 | 9,2 | 4,0 | 312,2 | 152,3 | 248,7 | 401,0 | 6 894,5 | 143,8 |
| 2034 | 647,6 | 547,3 | 210,3 | 373,0 | 1 955,5 | 297,4 | 1 217,1 | 346,1 | 522,0 | 8,1 | 9,7 | 4,2 | 265,6 | 144,7 | 242,3 | 387,0 | 6 791,0 | 199,2 |
| 2035 | 615,2 | 579,7 | 222,7 | 331,1 | 2 071,2 | 315,0 | 1 326,9 | 377,3 | 495,9 | 7,9 | 10,3 | 4,5 | 210,5 | 137,4 | 238,1 | 375,6 | 6 943,8 | 230,3 |
| 2036 | 584,4 | 614,0 | 235,9 | 293,8 | 2 193,8 | 333,6 | 1 479,3 | 420,7 | 471,1 | 7,9 | 10,9 | 4,7 | 207,6 | 130,6 | 233,2 | 363,7 | 7 221,7 | 269,2 |
| 2037 | 555,2 | 650,3 | 249,9 | 249,2 | 2 323,6 | 353,4 | 1 649,3 | 469,0 | 447,5 | 7,5 | 11,6 | 5,0 | 205,9 | 124,0 | 228,8 | 352,8 | 7 530,3 | 330,0 |
| 2038 | 527,5 | 688,8 | 264,7 | 195,1 | 2 461,1 | 374,3 | 794,1 | 225,8 | 425,2 | 6,5 | 12,3 | 5,3 | 195,3 | 117,8 | 227,3 | 345,2 | 6 521,0 | 367,4 |
| 2039 | 501,1 | 729,6 | 280,3 | 167,5 | 2 606,7 | 396,4 | 885,3 | 251,8 | 403,9 | 6,2 | 13,0 | 5,6 | 169,4 | 111,9 | 224,4 | 336,3 | 6 753,2 | 442,4 |
| 2040 | 476,0 | 772,7 | 296,9 | 140,4 | 2 761,0 | 419,9 | 987,1 | 280,7 | 383,7 | 5,8 | 13,7 | 6,0 | 162,4 | 106,3 | 221,9 | 328,2 | 7 034,6 | 548,6 |
| 2041 | 452,2 | 818,5 | 314,5 | 115,0 | 2 924,3 | 444,7 | 1 100,5 | 312,9 | 364,5 | 5,3 | 14,6 | 6,3 | 152,1 | 101,0 | 219,8 | 320,8 | 7 346,3 | 698,7 |
| 2042 | 429,6 | 866,9 | 333,1 | 91,8 | 3 097,4 | 471,0 | 1 226,9 | 348,9 | 346,3 | 4,7 | 15,4 | 6,7 | 139,1 | 96,0 | 218,1 | 314,0 | 7 692,0 | 914,4 |
| 2043 | 408,1 | 918,2 | 352,8 | 71,5 | 3 280,6 | 498,9 | 1 367,9 | 389,0 | 329,0 | 4,1 | 16,3 | 7,1 | 124,0 | 91,2 | 216,7 | 307,9 | 8 075,6 | 1 230,8 |
| 2044 | 352,4 | 982,8 | 339,6 | 54,3 | 3 474,8 | 528,4 | 1 525,1 | 433,7 | 315,8 | 3,5 | 16,8 | 6,8 | 107,9 | 78,7 | 215,6 | 294,3 | 8 436,2 | 1 691,8 |
| Итого прибыль- ный период 2025-2032 | 6 767,8 | 3 097,9 | 1 218,2 | 9 673,9 | 11 068,7 | 1 722,6 | 6 295,4 | 1 790,2 | 5 455,1 | 108,2 | 56,4 | 24,5 | 2 905,0 | 1 511,8 | 2 519,8 | 4 031,6 | 54 215,4 | 62,9 |
| Итого расчетный период 2025-2044 | 12 998,9 | 11 783,5 | 4 517,6 | 12 283,1 | 42 065,1 | 6 436,4 | 21 068,0 | 5 991,2 | 10 509,4 | 185,9 | 210,2 | 90,8 | 5 157,1 | 2 903,7 | 5 254,6 | 8 158,4 | 141 455,5 | 128,6 |



Таблица П-16 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции
Вариант 2

| Годы | Расходы, относимые на себестоимость продукции | | | | | | | | | | | | | | | Итого налоги и платежи, включае- мые в себе- стоимость продукции | Итого расходы, относимые на себе- стоимость продукции | Производ- ственная себестоимость 1 тонны нефти |
|---|---|------------------------------|---------------------------|--|--|---|-------------------|--|---------------------|--------------------------|-------------------|------------------|------------------------|--|-----------------------|--|--|---|
| | ФОТ ППП | Затраты на электроэнергию | Расходы на персонал | Амортиза- ционные отчис-ления, включае- мые в себе- стоимость продукции | Затраты производст- венного характера | Услуги производст- венного харак-тера, выпол- ненные сто- ронними орга- низациями | Ремонт скважин | Затраты, зависимые от фонда скважин | Арендные затраты | Экологические расходы | Прочие затраты | Страхо- вание | Затраты на НИОКР | Налоги, отчисля- емые от ФОТ ППП | Налог на имущество | | | |
| | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | тыс.тенге/тонну |
| 2025 | 927,3 | 252,1 | 113,1 | 1 481,1 | 900,8 | 160,0 | 508,1 | 144,5 | 747,5 | 12,9 | 5,2 | 2,3 | 388,4 | 207,1 | 386,4 | 593,6 | 6 236,8 | 42,8 |
| 2026 | 927,3 | 305,4 | 126,1 | 1 394,2 | 1 091,2 | 178,4 | 657,1 | 186,9 | 747,5 | 12,8 | 5,8 | 2,5 | 339,0 | 207,1 | 388,8 | 595,9 | 6 570,1 | 50,8 |
| 2027 | 927,3 | 389,6 | 140,6 | 2 064,6 | 1 392,2 | 198,9 | 808,4 | 229,9 | 747,5 | 19,4 | 6,5 | 2,8 | 334,8 | 207,1 | 393,5 | 600,7 | 7 863,2 | 44,8 |
| 2028 | 881,0 | 412,7 | 149,0 | 1 804,4 | 1 474,5 | 210,6 | 901,3 | 256,3 | 710,1 | 19,1 | 6,9 | 3,0 | 506,3 | 196,8 | 362,6 | 559,3 | 7 894,4 | 50,9 |
| 2029 | 836,9 | 437,1 | 157,8 | 1 438,8 | 1 561,8 | 223,1 | 1 004,8 | 285,8 | 674,6 | 17,2 | 7,3 | 3,2 | 498,2 | 187,0 | 335,8 | 522,8 | 7 669,4 | 61,2 |
| 2030 | 795,1 | 463,0 | 167,1 | 1 351,6 | 1 654,2 | 236,3 | 1 120,3 | 318,6 | 640,9 | 18,0 | 7,7 | 3,4 | 449,3 | 177,6 | 315,8 | 493,4 | 7 718,9 | 65,6 |
| 2031 | 755,3 | 490,4 | 177,0 | 1 170,4 | 1 752,1 | 250,3 | 1 229,5 | 349,7 | 608,8 | 17,4 | 8,2 | 3,6 | 470,3 | 168,7 | 297,3 | 466,0 | 7 748,9 | 75,8 |
| 2032 | 717,5 | 519,4 | 187,5 | 913,2 | 1 855,8 | 265,1 | 1 370,8 | 389,8 | 578,4 | 15,3 | 8,7 | 3,8 | 455,4 | 160,3 | 281,7 | 442,0 | 7 722,5 | 96,2 |
| 2033 | 681,7 | 550,1 | 198,6 | 773,9 | 1 965,6 | 280,8 | 1 504,1 | 427,7 | 549,5 | 14,5 | 9,2 | 4,0 | 398,7 | 152,3 | 268,0 | 420,3 | 7 778,6 | 113,6 |
| 2034 | 647,6 | 582,7 | 210,3 | 557,7 | 2 081,9 | 297,4 | 1 541,7 | 438,4 | 522,0 | 11,7 | 9,7 | 4,2 | 379,5 | 144,7 | 257,9 | 402,6 | 7 687,4 | 154,7 |
| 2035 | 615,2 | 617,2 | 222,7 | 489,9 | 2 205,1 | 315,0 | 1 688,7 | 480,2 | 495,9 | 11,5 | 10,3 | 4,5 | 306,9 | 137,4 | 251,0 | 388,4 | 7 851,5 | 180,1 |
| 2036 | 584,4 | 653,7 | 235,9 | 437,2 | 2 335,5 | 333,6 | 1 882,8 | 535,4 | 471,1 | 11,5 | 10,9 | 4,7 | 300,1 | 130,6 | 243,6 | 374,2 | 8 171,1 | 209,4 |
| 2037 | 555,2 | 692,4 | 249,9 | 345,3 | 2 473,7 | 353,4 | 1 049,6 | 298,5 | 447,5 | 10,1 | 11,6 | 5,0 | 299,5 | 124,0 | 239,4 | 363,4 | 7 155,0 | 233,1 |
| 2038 | 527,5 | 733,3 | 264,7 | 303,0 | 2 620,1 | 374,3 | 1 170,2 | 332,8 | 425,2 | 9,9 | 12,3 | 5,3 | 262,7 | 117,8 | 234,2 | 352,0 | 7 393,2 | 273,7 |
| 2039 | 501,1 | 776,7 | 280,3 | 259,9 | 2 775,1 | 396,4 | 1 304,7 | 371,0 | 403,9 | 9,5 | 13,0 | 5,6 | 67,6 | 111,9 | 229,6 | 341,6 | 7 506,4 | 323,1 |
| 2040 | 476,0 | 822,7 | 296,9 | 217,7 | 2 939,3 | 419,9 | 1 454,6 | 413,7 | 383,7 | 8,9 | 13,7 | 6,0 | 70,8 | 106,3 | 225,7 | 332,1 | 7 856,0 | 402,6 |
| 2041 | 452,2 | 871,3 | 314,5 | 178,1 | 3 113,3 | 444,7 | 1 621,8 | 461,2 | 364,5 | 8,1 | 14,6 | 6,3 | 74,4 | 101,0 | 222,5 | 323,5 | 8 248,4 | 515,5 |
| 2042 | 429,6 | 922,9 | 333,1 | 142,1 | 3 297,5 | 471,0 | 1 808,1 | 514,2 | 346,3 | 7,2 | 15,4 | 6,7 | 78,4 | 96,0 | 219,8 | 315,8 | 8 688,3 | 678,8 |
| Итого прибыль- ный период 2025-2033 | 7 449,5 | 3 819,9 | 1 416,7 | 12 392,2 | 13 648,1 | 2 003,4 | 9 104,5 | 2 589,1 | 6 004,5 | 146,6 | 65,6 | 28,5 | 3 840,3 | 1 664,1 | 3 029,9 | 4 694,0 | 67 202,8 | 61,1 |
| Итого расчетный период 2025-2042 | 12 238,4 | 10 492,7 | 3 825,1 | 15 323,1 | 37 489,6 | 5 409,1 | 22 626,7 | 6 434,5 | 9 864,6 | 234,8 | 177,1 | 76,9 | 5 680,2 | 2 733,9 | 5 153,6 | 7 887,4 | 137 760,1 | 101,2 |



Таблица П-17 - Расчет затрат, включаемых в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции

Вариант 1

| Годы | Расходы периода | | | | | | | | Расходы по реализации | | Налоги и отчисления | | | Итого налоги и платежи, включае- мые в расходы периода | Обучение казахстан- ских специа- листов | Отчисления для ликвидации последст- вий недро- пользования | Итого расходы периода |
|---|---|---------------------------|---|--|---------------------|---------------------------|--|-------------------|----------------------------------|-------------------------------------|--|-------------------------|--|--|--|---|-----------------------------|
| | ФОТ АУП и персо- нала по сбыту | Расходы на персонал | Амортизация нематери- альных акти- вов и истори- ческих затрат | Услуги, выполненные сторонними организа- циями | Арендные затраты | Затраты на страхование | Социально- экономическое развитие регио- на и развитие его инфраструк- туры | Прочие расходы | Расходы на транспорт нефти | Экспортная таможенная пошлина | Налоги, отчисля- емые от ФОТ АУП и персонала по сбыту | Альтернативный налог | Прочие налоги и отчисления в бюджет | | | | |
| | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге |
| 2025 | 1 909,9 | 83,0 | 2 932,8 | 972,8 | 87,5 | 253,9 | 16,3 | 235,8 | 3 885,1 | 3 910,2 | 146,0 | 3 479,2 | 57,7 | 3 682,9 | 58,9 | 50,4 | 18 079,4 |
| 2026 | 1 909,9 | 92,5 | 2 932,8 | 1 084,6 | 87,5 | 283,0 | 16,3 | 235,8 | 3 533,2 | 3 189,6 | 146,0 | 5 258,0 | 54,0 | 5 458,0 | 58,3 | 44,8 | 18 926,4 |
| 2027 | 1 909,9 | 103,1 | 2 932,8 | 1 209,3 | 87,5 | 315,6 | 16,3 | 235,8 | 4 905,9 | 4 428,7 | 146,0 | 6 649,0 | 65,2 | 6 860,2 | 67,5 | 61,6 | 23 134,2 |
| 2028 | 1 814,4 | 109,2 | 2 932,8 | 1 280,8 | 83,1 | 334,2 | 16,3 | 224,0 | 4 530,3 | 4 089,7 | 138,7 | 6 164,3 | 62,2 | 6 365,2 | 65,8 | 55,7 | 21 901,5 |
| 2029 | 1 723,7 | 115,7 | 2 932,8 | 1 356,6 | 79,0 | 354,0 | 16,3 | 212,8 | 3 980,6 | 3 593,4 | 131,7 | 7 216,1 | 58,0 | 7 405,8 | 64,1 | 45,2 | 21 880,0 |
| 2030 | 1 637,5 | 122,5 | 2 932,8 | 1 436,9 | 75,0 | 374,9 | 16,3 | 202,2 | 4 107,1 | 3 707,6 | 125,2 | 7 707,6 | 59,0 | 7 891,7 | 65,4 | 42,4 | 22 612,4 |
| 2031 | 1 555,6 | 129,8 | 2 932,8 | 1 521,9 | 71,3 | 397,1 | 16,3 | 192,0 | 3 956,8 | 4 452,7 | 118,9 | 9 384,1 | 61,4 | 9 564,4 | 66,1 | 36,9 | 24 893,9 |
| 2032 | 1 477,8 | 137,5 | 2 932,8 | 1 612,0 | 67,7 | 420,6 | 16,3 | 182,4 | 3 586,4 | 4 037,6 | 113,0 | 11 507,5 | 58,3 | 11 678,8 | 66,8 | 29,1 | 26 245,8 |
| 2033 | 1 403,9 | 145,6 | 2 932,8 | 1 707,4 | 64,3 | 445,5 | 16,3 | 173,3 | 3 051,3 | 3 399,9 | 107,3 | 12 289,5 | 53,8 | 12 450,6 | 65,8 | 24,9 | 25 881,7 |
| 2034 | 1 333,8 | 154,2 | 2 932,8 | 1 808,4 | 61,1 | 471,9 | 16,3 | 164,7 | 2 418,0 | 2 884,7 | 101,9 | 12 224,9 | 49,4 | 12 376,3 | 65,8 | 18,3 | 24 706,2 |
| 2035 | 1 267,1 | 163,3 | 0,0 | 1 915,4 | 58,1 | 499,8 | 16,3 | 156,4 | 2 385,2 | 2 953,2 | 96,8 | 12 694,0 | 38,0 | 12 828,9 | 67,4 | 0,0 | 22 311,1 |
| 2036 | 1 203,7 | 173,0 | 0,0 | 2 028,7 | 55,2 | 529,4 | 16,3 | 148,6 | 2 365,6 | 2 805,3 | 92,0 | 11 974,3 | 37,7 | 12 104,0 | 69,4 | 0,0 | 21 499,2 |
| 2037 | 1 143,5 | 183,2 | 0,0 | 2 148,8 | 52,4 | 560,7 | 16,3 | 141,2 | 2 243,6 | 2 386,3 | 87,4 | 10 851,5 | 35,9 | 10 974,8 | 72,6 | 0,0 | 19 923,4 |
| 2038 | 1 086,3 | 194,1 | 0,0 | 2 275,9 | 49,8 | 593,9 | 16,3 | 134,1 | 1 945,7 | 1 856,2 | 83,0 | 9 838,3 | 32,9 | 9 954,3 | 64,1 | 0,0 | 18 170,7 |
| 2039 | 1 032,0 | 205,6 | 0,0 | 2 410,6 | 47,3 | 629,0 | 16,3 | 127,4 | 1 865,6 | 1 596,4 | 78,9 | 8 923,6 | 32,0 | 9 034,5 | 0,0 | 0,0 | 16 964,7 |
| 2040 | 980,4 | 217,7 | 0,0 | 2 553,2 | 44,9 | 666,2 | 16,3 | 121,0 | 1 747,2 | 1 341,0 | 74,9 | 8 080,9 | 31,1 | 8 186,9 | 0,0 | 0,0 | 15 874,9 |
| 2041 | 931,4 | 230,6 | 0,0 | 2 704,3 | 42,7 | 705,7 | 16,3 | 115,0 | 1 597,4 | 1 099,6 | 71,2 | 7 308,3 | 30,1 | 7 409,6 | 0,0 | 0,0 | 14 852,4 |
| 2042 | 884,8 | 244,3 | 0,0 | 2 864,3 | 40,5 | 747,4 | 16,3 | 109,2 | 1 424,7 | 879,7 | 67,6 | 6 615,6 | 29,1 | 6 712,4 | 0,0 | 0,0 | 13 923,6 |
| 2043 | 840,6 | 258,7 | 0,0 | 3 033,8 | 38,5 | 791,6 | 16,3 | 103,8 | 1 239,0 | 686,1 | 64,2 | 5 993,7 | 28,3 | 6 086,2 | 0,0 | 0,0 | 13 094,7 |
| 2044 | 725,8 | 249,0 | 0,0 | 3 213,3 | 36,6 | 762,0 | 16,3 | 98,6 | 1 049,9 | 521,5 | 55,5 | 5 434,7 | 26,9 | 5 517,1 | 0,0 | 0,0 | 12 190,0 |
| Итого прибыль- ный период 2025-2032 | 13 938,7 | 893,3 | 23 462,7 | 10 475,0 | 638,7 | 2 733,4 | 130,2 | 1 720,8 | 32 485,4 | 31 409,5 | 1 065,3 | 57 365,9 | 475,8 | 58 907,0 | 512,9 | 366,0 | 177 673,6 |
| Итого расчетный период 2025-2044 | 26 772,1 | 3 312,6 | 29 328,3 | 39 139,0 | 1 230,0 | 10 136,6 | 325,5 | 3 314,1 | 55 818,8 | 53 819,3 | 2 046,2 | 169 595,4 | 901,0 | 172 542,6 | 918,0 | 409,3 | 397 066,2 |

Таблица П-18 - Расчет затрат, включаемых в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции
Вариант 2

| Годы | Расходы периода | | | | | | | | Расходы по реализации | | Налоги и отчисления | | | Итого налоги и платежи, включае-мые в расходы периода | Обучение казахстан-ских специа-листов | Отчисления для ликвида-ции последст-вий недро-пользования | Итого расходы периода |
|------------------------------------|-------------------------------|---------------------|---|---|------------------|------------------------|--|----------------|----------------------------|-------------------------------|--|----------------------|-------------------------------------|---|---------------------------------------|---|-----------------------|
| | ФОТ АУП и персо-нала по сбыту | Расходы на персонал | Амортизация нематери-альных акти-вов и истори-ческих затрат | Услуги, выполненные сторонними организа-циями | Арендные затраты | Затраты на страхование | Социально-экономическое развитие регио-на и развитие его инфраструк-туры | Прочие расходы | Расходы на транспорт нефти | Экспортная таможенная пошлина | Налоги, отчисля-емые от ФОТ АУП и персонала по сбыту | Альтернативный налог | Прочие налоги и отчисления в бюджет | | | | |
| | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге |
| 2025 | 1 909,9 | 83,0 | 2 932,8 | 972,8 | 87,5 | 253,9 | 16,3 | 235,8 | 3 885,1 | 3 910,2 | 146,0 | 3 479,2 | 57,7 | 3 682,9 | 57,1 | 50,4 | 18 077,7 |
| 2026 | 1 909,9 | 92,5 | 2 932,8 | 1 084,6 | 87,5 | 283,0 | 16,3 | 235,8 | 3 845,6 | 3 471,6 | 146,0 | 5 258,0 | 56,4 | 5 460,4 | 77,0 | 44,8 | 19 541,8 |
| 2027 | 1 909,9 | 103,1 | 2 932,8 | 1 209,3 | 87,5 | 315,6 | 16,3 | 235,8 | 5 815,5 | 5 249,8 | 146,0 | 6 649,0 | 72,1 | 6 867,1 | 90,8 | 61,6 | 24 895,0 |
| 2028 | 1 814,4 | 109,2 | 2 932,8 | 1 280,8 | 83,1 | 334,2 | 16,3 | 224,0 | 5 723,3 | 5 166,6 | 138,7 | 6 164,3 | 71,3 | 6 374,2 | 74,2 | 55,7 | 24 188,9 |
| 2029 | 1 723,7 | 115,7 | 2 932,8 | 1 356,6 | 79,0 | 354,0 | 16,3 | 212,8 | 5 161,2 | 4 659,1 | 131,7 | 7 216,1 | 67,0 | 7 414,8 | 72,6 | 45,2 | 24 143,8 |
| 2030 | 1 637,5 | 122,5 | 2 932,8 | 1 436,9 | 75,0 | 374,9 | 16,3 | 202,2 | 5 401,8 | 4 876,3 | 125,2 | 7 707,6 | 68,8 | 7 901,6 | 74,2 | 42,4 | 25 094,4 |
| 2031 | 1 555,6 | 129,8 | 2 932,8 | 1 521,9 | 71,3 | 397,1 | 16,3 | 192,0 | 5 230,7 | 5 886,3 | 118,9 | 9 384,1 | 72,2 | 9 575,2 | 74,9 | 36,9 | 27 620,9 |
| 2032 | 1 477,8 | 137,5 | 2 932,8 | 1 612,0 | 67,7 | 420,6 | 16,3 | 182,4 | 4 580,0 | 5 156,2 | 113,0 | 11 507,5 | 66,8 | 11 687,3 | 75,0 | 29,1 | 28 374,7 |
| 2033 | 1 403,9 | 145,6 | 2 932,8 | 1 707,4 | 64,3 | 445,5 | 16,3 | 173,3 | 4 358,7 | 4 856,6 | 107,3 | 12 289,5 | 64,8 | 12 461,7 | 74,5 | 24,9 | 28 665,6 |
| 2034 | 1 333,8 | 154,2 | 2 932,8 | 1 808,4 | 61,1 | 471,9 | 16,3 | 164,7 | 3 525,0 | 4 205,3 | 101,9 | 12 224,9 | 59,1 | 12 386,0 | 74,7 | 18,3 | 27 152,4 |
| 2035 | 1 267,1 | 163,3 | 0,0 | 1 915,4 | 58,1 | 499,8 | 16,3 | 156,4 | 3 447,4 | 4 268,2 | 96,8 | 12 694,0 | 47,6 | 12 838,4 | 76,4 | 0,0 | 24 706,9 |
| 2036 | 1 203,7 | 173,0 | 0,0 | 2 028,7 | 55,2 | 529,4 | 16,3 | 148,6 | 3 440,7 | 4 080,3 | 92,0 | 11 974,3 | 47,1 | 12 113,4 | 78,9 | 0,0 | 23 868,1 |
| 2037 | 1 143,5 | 183,2 | 0,0 | 2 148,8 | 52,4 | 560,7 | 16,3 | 141,2 | 3 017,9 | 3 209,9 | 87,4 | 10 851,5 | 42,2 | 10 981,2 | 70,3 | 0,0 | 21 525,3 |
| 2038 | 1 086,3 | 194,1 | 0,0 | 2 275,9 | 49,8 | 593,9 | 16,3 | 134,1 | 2 960,9 | 2 824,7 | 83,0 | 9 838,3 | 40,9 | 9 962,2 | 71,2 | 0,0 | 20 169,5 |
| 2039 | 1 032,0 | 205,6 | 0,0 | 2 410,6 | 47,3 | 629,0 | 16,3 | 127,4 | 2 839,0 | 2 429,3 | 78,9 | 8 923,6 | 39,3 | 9 041,7 | 67,7 | 0,0 | 18 845,9 |
| 2040 | 980,4 | 217,7 | 0,0 | 2 553,2 | 44,9 | 666,2 | 16,3 | 121,0 | 2 658,8 | 2 040,6 | 74,9 | 8 080,9 | 37,5 | 8 193,3 | 70,9 | 0,0 | 17 563,5 |
| 2041 | 931,4 | 230,6 | 0,0 | 2 704,3 | 42,7 | 705,7 | 16,3 | 115,0 | 2 430,8 | 1 673,3 | 71,2 | 7 308,3 | 35,7 | 7 415,2 | 74,5 | 0,0 | 16 339,6 |
| 2042 | 884,8 | 244,3 | 0,0 | 2 864,3 | 40,5 | 747,4 | 16,3 | 109,2 | 2 168,1 | 1 338,6 | 67,6 | 6 615,6 | 33,9 | 6 717,2 | 78,4 | 0,0 | 15 209,2 |
| Итого прибыль-ный период 2025-2033 | 15 342,7 | 1 038,9 | 26 395,5 | 12 182,4 | 703,0 | 3 178,9 | 146,5 | 1 894,1 | 44 001,8 | 43 232,7 | 1 172,6 | 69 655,4 | 597,2 | 71 425,2 | 670,2 | 391,0 | 220 602,8 |
| Итого расчетный период 2025-2042 | 25 205,8 | 2 804,9 | 29 328,3 | 32 891,9 | 1 154,9 | 8 582,9 | 293,0 | 3 111,8 | 70 490,4 | 69 303,0 | 1 926,5 | 158 167,0 | 980,4 | 161 073,9 | 1 333,3 | 409,3 | 405 983,3 |



Таблица П-19 - Расчет налогооблагаемый дохода, в ценах с учетом инфляции
Вариант 1

| Годы | Всего расходы, связанные с обычной деятельностью пред-приятия (расходы, включаемые в с/с и расходы периода) | Общие расходы (включаемые в с/с и расходы периода), приходящиеся на 1 тонну нефти | Балансовая прибыль (+), убыток (-) | Амортизационные отчисления, отно-симые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода | Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода | Налогообла-гаемый доход |
|------------------------------------|---|---|------------------------------------|---|---|-------------------------|
| | млн.тенге | тыс.тенге/тонну | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге |
| 2025 | 24 486,5 | 168,0 | 9 412,3 | 3 864,1 | 23 766,5 | 10 132,3 |
| 2026 | 25 254,8 | 212,4 | 5 504,2 | 2 704,9 | 23 696,7 | 7 062,3 |
| 2027 | 30 238,9 | 204,2 | 12 469,9 | 2 888,5 | 28 505,3 | 14 203,6 |
| 2028 | 28 912,7 | 235,7 | 10 526,6 | 2 427,7 | 27 027,2 | 12 412,0 |
| 2029 | 28 674,6 | 296,7 | 5 978,6 | 2 499,0 | 27 167,6 | 7 485,6 |
| 2030 | 29 436,1 | 329,1 | 6 318,5 | 2 497,3 | 28 006,2 | 7 748,4 |
| 2031 | 31 749,8 | 410,8 | 2 696,8 | 2 506,8 | 30 465,3 | 3 981,3 |
| 2032 | 33 135,5 | 527,3 | -1 913,9 | 2 514,4 | 32 020,4 | -798,9 |
| 2033 | 32 776,2 | 683,5 | -6 212,5 | 2 513,5 | 31 830,3 | -5 266,6 |
| 2034 | 31 497,2 | 924,1 | -10 446,9 | 2 519,2 | 30 710,7 | -9 660,4 |
| 2035 | 29 254,9 | 970,1 | -8 490,0 | 2 523,1 | 31 447,0 | -10 682,1 |
| 2036 | 28 720,9 | 1 070,7 | -8 126,5 | 2 144,1 | 30 571,1 | -9 976,8 |
| 2037 | 27 453,7 | 1 203,1 | -7 922,2 | 1 879,3 | 29 083,8 | -9 552,3 |
| 2038 | 24 691,7 | 1 391,1 | -7 752,9 | 1 924,6 | 26 421,2 | -9 482,5 |
| 2039 | 23 717,9 | 1 553,7 | -7 476,5 | 1 629,1 | 25 179,5 | -8 938,1 |
| 2040 | 22 909,5 | 1 786,7 | -7 699,0 | 1 429,1 | 24 198,2 | -8 987,6 |
| 2041 | 22 198,7 | 2 111,2 | -8 292,7 | 1 244,7 | 23 328,5 | -9 422,5 |
| 2042 | 21 615,6 | 2 569,7 | -9 212,4 | 1 085,7 | 22 609,4 | -10 206,2 |
| 2043 | 21 170,3 | 3 226,6 | -10 384,0 | 946,7 | 22 045,4 | -11 259,2 |
| 2044 | 20 626,2 | 4 136,5 | -11 486,6 | 825,5 | 21 397,4 | -12 257,8 |
| Итого прибыль-ный период 2025-2032 | 231 889,0 | 269,1 | 50 993,0 | 21 902,7 | 220 655,3 | 62 226,7 |
| Итого расчетный период 2025-2044 | 538 521,8 | 489,7 | -52 509,3 | 42 567,5 | 539 477,8 | -53 465,3 |

Таблица П-20 - Расчет налогооблагаемый дохода, в ценах с учетом инфляции
Вариант 2

| Годы | Всего расходы, связанные с обычной деятельностью пред-приятия (расходы, включаемые в с/с и расходы периода) | Общие расходы (включаемые в с/с и расходы периода), приходящиеся на 1 тонну нефти | Балансовая прибыль (+), убыток (-) | Амортизационные отчисления, отно-симые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода | Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяе-мые для налогооб-лагаемого дохода | Налогообла-гаемый доход |
|------------------------------------|---|---|------------------------------------|---|---|-------------------------|
| | млн.тенге | тыс.тенге/тонну | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге |
| 2025 | 24 314,6 | 166,8 | 9 584,2 | 3 864,1 | 23 764,8 | 10 134,0 |
| 2026 | 26 111,9 | 201,8 | 7 366,4 | 3 496,0 | 25 281,0 | 8 197,4 |
| 2027 | 32 758,1 | 186,6 | 17 868,8 | 3 753,1 | 31 513,8 | 19 113,2 |
| 2028 | 32 083,4 | 207,1 | 17 741,1 | 3 151,6 | 30 497,7 | 19 326,8 |
| 2029 | 31 813,1 | 253,8 | 13 117,8 | 3 244,0 | 30 685,5 | 14 245,4 |
| 2030 | 32 813,2 | 278,9 | 14 212,2 | 3 239,2 | 31 768,0 | 15 257,5 |
| 2031 | 35 369,8 | 346,1 | 10 166,8 | 3 249,1 | 34 515,7 | 11 020,9 |
| 2032 | 36 097,2 | 449,8 | 3 774,4 | 3 256,6 | 35 507,8 | 4 363,8 |
| 2033 | 36 444,2 | 532,0 | 1 501,1 | 3 255,7 | 35 993,2 | 1 952,1 |
| 2034 | 34 839,8 | 701,2 | -4 152,6 | 3 261,5 | 34 610,8 | -3 923,6 |
| 2035 | 32 558,3 | 747,0 | -2 546,7 | 3 265,4 | 35 333,8 | -5 322,2 |
| 2036 | 32 039,2 | 821,2 | -2 085,5 | 2 775,0 | 34 377,0 | -4 423,3 |
| 2037 | 28 680,3 | 934,4 | -2 408,0 | 2 854,8 | 31 189,9 | -4 917,5 |
| 2038 | 27 562,7 | 1 020,4 | -1 786,1 | 2 414,6 | 29 674,3 | -3 897,7 |
| 2039 | 26 352,4 | 1 134,4 | -1 637,1 | 2 118,5 | 28 210,9 | -3 495,7 |
| 2040 | 25 419,5 | 1 302,7 | -2 272,9 | 1 845,1 | 27 046,9 | -3 900,3 |
| 2041 | 24 588,1 | 1 536,7 | -3 426,7 | 1 609,4 | 26 019,4 | -4 858,0 |
| 2042 | 23 897,5 | 1 866,9 | -5 023,0 | 1 403,3 | 25 158,7 | -6 284,2 |
| Итого прибыль-ный период 2025-2033 | 287 805,6 | 261,7 | 95 333,0 | 30 509,6 | 279 527,4 | 103 611,1 |
| Итого расчетный период 2025-2042 | 543 743,3 | 399,5 | 69 994,2 | 52 057,1 | 551 149,1 | 62 588,5 |



Таблица П-21 - Расчет дохода Государства в ценах с учетом инфляции
Вариант 1

| Годы | Налог на имущество млн.тенге | Экспортная таможенная пошлина млн.тенге | Корпоративный подоходный налог млн.тенге | Подоходный налог с физических лиц млн.тенге | Социальные отчисления, социальный налог и отчисления в ФОМС млн.тенге | Прочие налоги млн.тенге | Всего млн.тенге |
|------------------------------------|---------------------------------|--|---|--|--|----------------------------|--------------------|
| 2025 | 386,4 | 3 910,2 | 2 026,5 | 218,4 | 353,1 | 57,7 | 6 952,3 |
| 2026 | 361,6 | 3 189,6 | 1 412,5 | 201,5 | 353,1 | 54,0 | 5 572,4 |
| 2027 | 343,5 | 4 428,7 | 2 840,7 | 201,5 | 353,1 | 65,2 | 8 232,7 |
| 2028 | 318,1 | 4 089,7 | 2 482,4 | 191,5 | 335,5 | 62,2 | 7 479,3 |
| 2029 | 297,8 | 3 593,4 | 1 497,1 | 181,9 | 318,7 | 58,0 | 5 946,8 |
| 2030 | 283,2 | 3 707,6 | 1 549,7 | 172,8 | 302,8 | 59,0 | 6 075,0 |
| 2031 | 270,1 | 4 452,7 | 796,3 | 164,1 | 287,6 | 61,4 | 6 032,2 |
| 2032 | 259,1 | 4 037,6 | 0,0 | 155,9 | 273,2 | 58,3 | 4 784,2 |
| 2033 | 248,7 | 3 399,9 | 0,0 | 148,1 | 259,6 | 53,8 | 4 110,1 |
| 2034 | 242,3 | 2 884,7 | 0,0 | 140,7 | 246,6 | 49,4 | 3 563,8 |
| 2035 | 238,1 | 2 953,2 | 0,0 | 133,7 | 234,3 | 38,0 | 3 597,3 |
| 2036 | 233,2 | 2 805,3 | 0,0 | 127,0 | 222,6 | 37,7 | 3 425,7 |
| 2037 | 228,8 | 2 386,3 | 0,0 | 120,7 | 211,4 | 35,9 | 2 983,0 |
| 2038 | 227,3 | 1 856,2 | 0,0 | 114,6 | 200,9 | 32,9 | 2 432,0 |
| 2039 | 224,4 | 1 596,4 | 0,0 | 108,9 | 190,8 | 32,0 | 2 152,5 |
| 2040 | 221,9 | 1 341,0 | 0,0 | 103,5 | 181,3 | 31,1 | 1 878,6 |
| 2041 | 219,8 | 1 099,6 | 0,0 | 98,3 | 172,2 | 30,1 | 1 619,9 |
| 2042 | 218,1 | 879,7 | 0,0 | 93,4 | 163,6 | 29,1 | 1 383,8 |
| 2043 | 216,7 | 686,1 | 0,0 | 88,7 | 155,4 | 28,3 | 1 175,2 |
| 2044 | 215,6 | 521,5 | 0,0 | 76,6 | 134,2 | 26,9 | 974,8 |
| Итого прибыль-ный период 2025-2032 | 2 519,8 | 31 409,5 | 12 605,1 | 1 487,6 | 2 577,2 | 475,8 | 51 075,0 |
| Итого расчетный период 2025-2044 | 5 254,6 | 53 819,3 | 12 605,1 | 2 841,8 | 4 950,0 | 901,0 | 80 371,8 |

Таблица П-22 - Расчет дохода Государства в ценах с учетом инфляции
Вариант 2

| Годы | Налог на имущество млн.тенге | Экспортная таможенная пошлина млн.тенге | Корпоративный подоходный налог млн.тенге | Подоходный налог с физических лиц млн.тенге | Социальные отчисления, социальный налог и отчисления в ФОМС млн.тенге | Прочие налоги млн.тенге | Всего млн.тенге |
|------------------------------------|---------------------------------|--|---|--|--|----------------------------|--------------------|
| 2025 | 386,4 | 3 910,2 | 2 026,8 | 218,4 | 353,1 | 57,7 | 6 952,7 |
| 2026 | 388,8 | 3 471,6 | 1 639,5 | 201,5 | 353,1 | 56,4 | 6 110,9 |
| 2027 | 393,5 | 5 249,8 | 3 822,6 | 201,5 | 353,1 | 72,1 | 10 092,7 |
| 2028 | 362,6 | 5 166,6 | 3 865,4 | 191,5 | 335,5 | 71,3 | 9 992,7 |
| 2029 | 335,8 | 4 659,1 | 2 849,1 | 181,9 | 318,7 | 67,0 | 8 411,6 |
| 2030 | 315,8 | 4 876,3 | 3 051,5 | 172,8 | 302,8 | 68,8 | 8 788,0 |
| 2031 | 297,3 | 5 886,3 | 2 204,2 | 164,1 | 287,6 | 72,2 | 8 911,8 |
| 2032 | 281,7 | 5 156,2 | 872,8 | 155,9 | 273,2 | 66,8 | 6 806,6 |
| 2033 | 268,0 | 4 856,6 | 390,4 | 148,1 | 259,6 | 64,8 | 5 987,6 |
| 2034 | 257,9 | 4 205,3 | 0,0 | 140,7 | 246,6 | 59,1 | 4 909,7 |
| 2035 | 251,0 | 4 268,2 | 0,0 | 133,7 | 234,3 | 47,6 | 4 934,7 |
| 2036 | 243,6 | 4 080,3 | 0,0 | 127,0 | 222,6 | 47,1 | 4 720,5 |
| 2037 | 239,4 | 3 209,9 | 0,0 | 120,7 | 211,4 | 42,2 | 3 823,6 |
| 2038 | 234,2 | 2 824,7 | 0,0 | 114,6 | 200,9 | 40,9 | 3 415,3 |
| 2039 | 229,6 | 2 429,3 | 0,0 | 108,9 | 190,8 | 39,3 | 2 997,9 |
| 2040 | 225,7 | 2 040,6 | 0,0 | 103,5 | 181,3 | 37,5 | 2 588,6 |
| 2041 | 222,5 | 1 673,3 | 0,0 | 98,3 | 172,2 | 35,7 | 2 201,9 |
| 2042 | 219,8 | 1 338,6 | 0,0 | 93,4 | 163,6 | 33,9 | 1 849,3 |
| Итого прибыль-ный период 2025-2033 | 3 029,9 | 43 232,7 | 20 722,2 | 1 635,8 | 2 836,7 | 597,2 | 72 054,5 |
| Итого расчетный период 2025-2042 | 5 153,6 | 69 303,0 | 20 722,2 | 2 676,5 | 4 660,3 | 980,4 | 103 496,0 |

Таблица П-23 - Расчет чистой прибыли, в ценах с учетом инфляции
Вариант 1

| Годы | Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков | Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков | Корпоративный подоходный налог | Чистая прибыль после выплаты корпоративного подоходного налога |
|------------------------------------|--|---|--------------------------------|--|
| | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге |
| 2025 | 10 132,3 | 10 132,3 | 2 026,5 | 7 385,9 |
| 2026 | 7 062,3 | 7 062,3 | 1 412,5 | 4 091,8 |
| 2027 | 14 203,6 | 14 203,6 | 2 840,7 | 9 629,2 |
| 2028 | 12 412,0 | 12 412,0 | 2 482,4 | 8 044,2 |
| 2029 | 7 485,6 | 7 485,6 | 1 497,1 | 4 481,5 |
| 2030 | 7 748,4 | 7 748,4 | 1 549,7 | 4 768,8 |
| 2031 | 3 981,3 | 3 981,3 | 796,3 | 1 900,5 |
| 2032 | -798,9 | 0,0 | 0,0 | -1 913,9 |
| 2033 | -5 266,6 | 0,0 | 0,0 | -6 212,5 |
| 2034 | -9 660,4 | 0,0 | 0,0 | -10 446,9 |
| 2035 | -10 682,1 | 0,0 | 0,0 | -8 490,0 |
| 2036 | -9 976,8 | 0,0 | 0,0 | -8 126,5 |
| 2037 | -9 552,3 | 0,0 | 0,0 | -7 922,2 |
| 2038 | -9 482,5 | 0,0 | 0,0 | -7 752,9 |
| 2039 | -8 938,1 | 0,0 | 0,0 | -7 476,5 |
| 2040 | -8 987,6 | 0,0 | 0,0 | -7 699,0 |
| 2041 | -9 422,5 | 0,0 | 0,0 | -8 292,7 |
| 2042 | -10 206,2 | 0,0 | 0,0 | -9 212,4 |
| 2043 | -11 259,2 | 0,0 | 0,0 | -10 384,0 |
| 2044 | -12 257,8 | 0,0 | 0,0 | -11 486,6 |
| Итого прибыль-ный период 2025-2032 | 62 226,7 | 63 025,6 | 12 605,1 | 38 387,8 |
| Итого расчетный период 2025-2044 | -53 465,3 | 63 025,6 | 12 605,1 | -65 114,4 |

Таблица П-24 - Расчет чистой прибыли, в ценах с учетом инфляции
Вариант 2

| Годы | Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков | Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков | Корпоративный подоходный налог | Чистая прибыль после выплаты корпоративного подоходного налога |
|------------------------------------|--|---|--------------------------------|--|
| | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге |
| 2025 | 10 134,0 | 10 134,0 | 2 026,8 | 7 557,4 |
| 2026 | 8 197,4 | 8 197,4 | 1 639,5 | 5 727,0 |
| 2027 | 19 113,2 | 19 113,2 | 3 822,6 | 14 046,2 |
| 2028 | 19 326,8 | 19 326,8 | 3 865,4 | 13 875,8 |
| 2029 | 14 245,4 | 14 245,4 | 2 849,1 | 10 268,7 |
| 2030 | 15 257,5 | 15 257,5 | 3 051,5 | 11 160,7 |
| 2031 | 11 020,9 | 11 020,9 | 2 204,2 | 7 962,6 |
| 2032 | 4 363,8 | 4 363,8 | 872,8 | 2 901,6 |
| 2033 | 1 952,1 | 1 952,1 | 390,4 | 1 110,7 |
| 2034 | -3 923,6 | 0,0 | 0,0 | -4 152,6 |
| 2035 | -5 322,2 | 0,0 | 0,0 | -2 546,7 |
| 2036 | -4 423,3 | 0,0 | 0,0 | -2 085,5 |
| 2037 | -4 917,5 | 0,0 | 0,0 | -2 408,0 |
| 2038 | -3 897,7 | 0,0 | 0,0 | -1 786,1 |
| 2039 | -3 495,7 | 0,0 | 0,0 | -1 637,1 |
| 2040 | -3 900,3 | 0,0 | 0,0 | -2 272,9 |
| 2041 | -4 858,0 | 0,0 | 0,0 | -3 426,7 |
| 2042 | -6 284,2 | 0,0 | 0,0 | -5 023,0 |
| Итого прибыль-ный период 2025-2033 | 103 611,1 | 103 611,1 | 20 722,2 | 74 610,7 |
| Итого расчетный период 2025-2042 | 62 588,5 | 103 611,1 | 20 722,2 | 49 272,0 |



1
Таблица П-25 - Расчет потоков денежной наличности, в ценах с учетом инфляции
Вариант 1

| Годы | Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат | Поток денежной наличности с учетом инфляции | Накопленный поток денежной наличности | В.Н.П. (IRR), без учета инфляции | Дисконтирован-ный поток денеж-ной наличности (Чистая приведен-ная стоимость) (дисконт 10%) без учета инфляции | Срок окупаемости (дисконт 10) без учета инфляции |
|------------------------------------|--|--|--|-------------------------------------|---|---|
| | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | % | млн.тенге | лет |
| 2025 | 7 385,9 | 11 970,0 | 11 969,970 | 5,0 | 52 045,9 | |
| 2026 | 4 091,8 | 8 354,8 | 20 324,7 | 14,5 | 58 108,7 | |
| 2027 | 9 629,2 | 14 133,7 | 34 458,4 | 23,5 | 66 602,3 | |
| 2028 | 8 044,2 | 12 357,3 | 46 815,7 | 27,7 | 72 444,6 | |
| 2029 | 4 481,5 | 8 464,4 | 55 280,1 | 29,5 | 76 012,0 | |
| 2030 | 4 768,8 | 8 592,7 | 63 872,8 | 30,7 | 78 939,6 | |
| 2031 | 1 900,5 | 5 573,7 | 69 446,5 | 31,3 | 80 892,4 | |
| 2032 | -1 913,9 | 1 587,0 | 71 033,5 | 31,5 | 81 854,6 | |
| 2033 | -6 212,5 | -2 756,7 | 68 276,8 | 31,5 | 81 920,0 | |
| 2034 | -10 446,9 | -7 240,9 | 61 035,8 | 31,4 | 81 325,0 | |
| 2035 | -8 490,0 | -8 252,4 | 52 783,4 | 31,3 | 80 719,3 | |
| 2036 | -8 126,5 | -7 832,7 | 44 950,7 | 31,3 | 80 139,3 | |
| 2037 | -7 922,2 | -7 673,0 | 37 277,7 | 31,2 | 79 545,9 | |
| 2038 | -7 752,9 | -7 712,0 | 29 565,7 | 31,1 | 78 959,2 | |
| 2039 | -7 476,5 | -7 309,0 | 22 256,7 | 31,1 | 78 424,0 | |
| 2040 | -7 699,0 | -7 558,5 | 14 698,2 | 31,1 | 77 916,8 | |
| 2041 | -8 292,7 | -8 177,8 | 6 520,4 | 31,0 | 77 435,6 | |
| 2042 | -9 212,4 | -9 120,6 | -2 600,2 | 31,0 | 76 981,3 | |
| 2043 | -10 384,0 | -10 312,5 | -12 912,6 | 31,0 | 76 555,8 | |
| 2044 | -11 486,6 | -11 432,3 | -24 344,9 | 31,0 | 76 179,7 | |
| Итого прибыль-ный период 2025-2032 | 38 387,8 | 71 033,5 | 71 033,5 | 31,5 | 81 854,6 | 1 |
| Итого расчетный период 2025-2044 | -65 114,4 | -24 344,9 | -24 344,9 | 31,0 | 76 179,7 | 1 |

2
Таблица П-26 - Расчет потоков денежной наличности, в ценах с учетом инфляции
Вариант 2

| Годы | Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат | Поток денежной наличности с учетом инфляции | Накопленный поток денежной наличности | В.Н.П. (IRR), без учета инфляции | Дисконтирован-ный поток денеж-ной наличности (Чистая приведен-ная стоимость) (дисконт 10%) без учета инфляции | Срок окупаемости (дисконт 10) без учета инфляции |
|------------------------------------|--|--|--|-------------------------------------|---|---|
| | млн.тенге | млн.тенге | млн.тенге | % | млн.тенге | лет |
| 2025 | 7 557,4 | 11 971,3 | 11 971,3 | 5,0 | 52 047,0 | |
| 2026 | 5 727,0 | 8 414,8 | 20 386,1 | 14,6 | 58 144,9 | |
| 2027 | 14 046,2 | 17 333,8 | 37 719,9 | 25,1 | 68 375,4 | |
| 2028 | 13 875,8 | 18 613,0 | 56 332,9 | 30,6 | 76 994,2 | |
| 2029 | 10 268,7 | 14 617,2 | 70 950,1 | 33,1 | 82 795,4 | |
| 2030 | 11 160,7 | 15 341,8 | 86 291,9 | 34,6 | 87 726,2 | |
| 2031 | 7 962,6 | 11 947,8 | 98 239,7 | 35,5 | 91 283,3 | |
| 2032 | 2 901,6 | 6 619,2 | 104 858,9 | 35,8 | 93 273,2 | |
| 2033 | 1 110,7 | 4 813,8 | 109 672,7 | 36,0 | 94 618,9 | |
| 2034 | -4 152,6 | -761,9 | 108 910,7 | 36,0 | 94 899,5 | |
| 2035 | -2 546,7 | -2 150,3 | 106 760,5 | 36,0 | 94 972,0 | |
| 2036 | -2 085,5 | -1 648,3 | 105 112,1 | 36,0 | 94 947,6 | |
| 2037 | -2 408,0 | -2 217,6 | 102 894,5 | 36,0 | 94 744,8 | |
| 2038 | -1 786,1 | -1 483,1 | 101 411,4 | 36,0 | 94 516,0 | |
| 2039 | -1 637,1 | -1 377,2 | 100 034,2 | 36,0 | 94 250,9 | |
| 2040 | -2 272,9 | -2 055,2 | 97 979,0 | 36,0 | 93 944,4 | |
| 2041 | -3 248,7 | -3 426,7 | 94 730,3 | 36,0 | 93 607,2 | |
| 2042 | -5 023,0 | -4 880,9 | 89 849,4 | 36,0 | 93 251,7 | |
| Итого прибыль-ный период 2025-2033 | 74 610,7 | 109 672,7 | 109 672,7 | 36,0 | 94 618,9 | 1 |
| Итого расчетный период 2025-2042 | 49 272,0 | 89 849,4 | 89 849,4 | 36,0 | 93 251,7 | 1 |





СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений
2. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» (№125-VI ЗРК от 27.12.2017 г.)
3. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр (№239 от 15.06.2018 г.)
4. Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов Каратурунской группы месторождений выполнен по состоянию на 01.07.1989 г. (протокол ГКЗ ССР № 10811 от 16 марта 1990 г.)
5. Проект разведки залежей нефти и газа в юрских и меловых отложениях на месторождении Каратурун Морской, 2005 г.
6. Проект пробной эксплуатации (ППЭ) месторождения (протокол ЦКР РК №42 от 13.04.2007 г.)
7. Авторский надзор за реализацией ППЭ месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.11.2008 г. (протокол ЦКР РК №56 от 09.04.09)
8. Авторский надзор за реализацией ППЭ месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.10.2010 (протокол ЦКР РК №4 от 14-15.12.2010 г.)
9. Авторский надзор за реализацией ППЭ месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.10.2012 г. (протокол КГиН МИНТ РК №1704-179-И от 07.02.2013 г.)
10. Технологическая схема разработки месторождения Каратурун Морской (протокол ЦКРР РК №42/18 от 22.11.2013 г.)
11. Анализ разработки месторождения Каратурун Морской (протокол КГиН МИР РК № 27-5-210-И)
12. Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2018 г. (протокол КГиН МИР РК № 27-5-1034-И от 03.07.2018 г.)
13. Анализ разработки месторождения Каратурун Морской на 01.07.2019 г. (протокол КГиН МИР РК № 12-02/139)
14. Пересчет запасов нефти, растворенного газа и свободного газа месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2019 г. (протокол № 2162-20-У от 27.02.2020 г.)
15. Проект разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2020 г. (протокол ЦКРР МЭ РК №04-16/11536 от 08.07.2021 г.)



16. Анализ разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.10.2021 г. (протокол № 04-0/4506-вн от 18.05.2022)
17. Прирост запасов нефти и газа месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.07.2021 г. (протокол № 2453-22-У от 08.09.2022 г.)
18. Дополнение к проекту разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2023 г. (протокол ЦКРР РК №47/12 от 25.01.2024 г.)
- 19.