



АО «НИПИнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ТОО «Бузачи Нефть»
_____ С.Е. Асанова

« _____ » _____ 2023 г.

ДОПОЛНЕНИЕ к ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАТУРУН МОРСКОЙ

по состоянию на 01.01.2023 г.

Договор № 2-РАЗ

Генеральный директор,
канд. экон. наук



Заместитель генерального директора
по разработке месторождений нефти и газа

Директор департамента
разработки месторождений нефти и газа

Руководитель направления разработки
газовых и газоконденсатных месторождений
департамента разработки месторождений
нефти и газа

И.О. Герштанский

Л.В. Пуписова

О.Ф. Асташкова

К.Ю. Захарченко

Актау, 2023

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Заместитель генерального директора по разработке месторождений нефти и газа		Л.В. Пуписова (общее руководство)
Директор департамента разработки месторождений нефти и газа		О.Ф. Асташкова (общее руководство)
Руководитель работы, Руководитель направления разработки газовых и газоконденсатных месторождений департамента разработки месторождений нефти и газа		К.Ю. Захарченко (руководитель работы, разд. 1, 3, 4.1-4.3, 8, 9)
Ответственный исполнитель, Старший научный сотрудник по геологическому и гидродинамическому моделированию направления разработки нефтяных и газонефтяных месторождений департамента разработки месторождений нефти и газа		А.С. Альмуханова (разд. 1, 3.1-3.2, 4.3, 8, 9,)
Заместитель генерального директора по геологии		В.Э. Шефер (разд. 2, 9, 11)
Заместитель генерального директора по бурению		Г.А. Белоножкин (разд. 7)
Заместитель генерального директора по производству и добыче		С.Н. Избасаров (разд. 3.5, 6, 9)
Директор департамента охраны недр и окружающей среды		Л.У. Ешбаева (разд. 10)
Директор департамента добычи нефти и газа		Н.К. Шыныбаев (разд. 3.5, 6, 9)
Директор департамента контрактов и юридического сопровождения		М.А. Шагырбаева (разд. 3.5, 4.2, 5, 12)
Директор департамента геологоразведочных работ		А.А. Крупин (разд. 2.3)
Директор департамента геологии нефти и газа		О.М. Курбанова (разд. 2.1, 2.2, 2.5, 9, 11)

Руководитель направления
гидрогеологических исследований
департамента геологоразведочных работ

М.А. Афанасьева
(разд. 2.3)

Руководитель направления
промысловой геофизики департамента
геологии нефти и газа

Т.И. Андрейко
(разд. 2.2, 9)

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

Л.Л. Алькина
(разд. 2.3, 9)

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

Л.Д. Арыстанбекова
(разд. 6.1, 9)

Главный специалист департамента
охраны недр и окружающей среды

З.Ж. Мурталиев
(разд. 10)

Главный специалист
отдела оценки инвестиций
департамента контрактов
и юридического сопровождения

Е.С. Пичикьян
(разд. 3.5, 4.2, 5, 12)

Ведущий специалист
отдела оценки инвестиций
департамента контрактов
и юридического сопровождения

Ф.Д. Турнияз
(разд. 3.5, 4.2, 5, 12)

Ведущий научный сотрудник
направления промысловой геофизики
департамента геологии нефти и газа

М.Д. Таргинова
(разд. 2.2, 9)

Старший научный сотрудник направления
гидрогеологических исследований
департамента геологоразведочных работ

Л. Х.Райкулова
(разд. 2.3, 9)

Старший научный сотрудник Атырауского
отделения департамента добычи нефти и газа

Е.У. Нургалиева
(разд. 3.5, 6.3, 6.4)

Ведущий специалист направления
исследования пластовой нефти и газа научно-
исследовательского лабораторного центра

О.В. Кармаза
(разд. 2.3, 9)

Ведущий специалист направления нефтеотдачи
пластов, интенсификации добычи нефти
и борьбы с осложнениями и поддержания
пластового давления департамента добычи
нефти и газа

Ж.К. Бутантаева
(разд. 6.2, 6.5)

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

Д.В. Бабаев
(разд. 3.5, 6.3, 6.4)



Ведущий специалист
департамента добычи нефти и газа



С. Г. Амангалиева
(разд. 6.2, 6.5)

Ведущий специалист направления
техники и технологии добычи нефти и газа
Актауского отделения
департамента добычи нефти и газа



Б.Р. Джаков
(разд. 6.1, 9)

Старший специалист направления разработки
газовых и газоконденсатных месторождений
департамента разработки месторождений нефти
и газа



Б.М. Сұлтангалиев
(разд. 3.1, 3.2.4)

Специалист департамента бурения



А.Ю. Кулиева
(разд. 7)

Нормоконтролёр



А. С. Альмуханова

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ.....	6
ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	14
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	16
2.1 Характеристика геологического строения	16
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности.....	32
2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды.....	40
2.4 Физико-гидродинамическая характеристика.....	44
2.5 Запасы нефти и растворенного газа.....	64
3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	70
3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	70
3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения.....	74
3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов.....	98
3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	100
3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей	110
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	115
4.1 Технологические показатели вариантов разработки	115
4.2 Экономические показатели вариантов разработки.....	120
4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти и газа из недр	136
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	137
5.1 Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора, рекомендуемого к утверждению варианта.....	137
6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	141
6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	141
6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов.....	150
6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	157
6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	162
6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	164
6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения.....	Ошибка! Закладка не определена.
7 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	167
7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.....	167
7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	167
8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ.....	174
9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	179
10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	195
11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	224
12 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	Ошибка! Закладка не определена.
13 РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ.....	226
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	229
СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ	232
ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ.....	234



СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

Таблица 2.2.1 - Характеристика толщин пластов-коллекторов	36
Таблица 2.2.2 - Статистические показатели характеристик неоднородности	39
Таблица 2.3.1 – Месторождение Каратурун Морской. Свойства пластовой нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г.	43
Таблица 2.3.2 – Месторождение Каратурун Морской. Средние значения параметров пластовой нефти объектам разработки	46
Таблица 2.3.3– Месторождение Каратурун Морской. Свойства дегазированной нефти по состоянию на 01.01.2023 г.	47
Таблица 2.3.4 – Месторождение Каратурун Морской. Средние параметры дегазированной нефти по состоянию на 01.01.2023 г.	49
Таблица 2.3.5 – Месторождение Каратурун Морской. Определение ХОС	51
Таблица 2.3.6 – Месторождение Каратурун Морской. Характеристика товарной нефти	52
Таблица 2.3.7 – Месторождение Каратурун Морской. Компонентный состав растворенного газа по состоянию изученности на 01.01.2023 г.	53
Таблица 2.3.8 – Месторождение Каратурун Морской. Усреднённые составы растворённого газа по состоянию на 01.01.2023 г.	55
Таблица 2.3.9 - Месторождение Каратурун Южный. Компонентный состав свободного газа	56
Таблица 2.3.5.1 Содержание ионов и примесей в пластовой воде по состоянию на 01.01.2023 г.	58
Таблица 2.3.5.2 – Физико-химические показатели проб воды месторождения Каратурун Морской.....	59
Таблица 2.4.1 – Вид и объем специального исследований керна	60
Таблица 2.4.2 – Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой	61
Таблица 2.5.1 – Начальные геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного в нефти газа месторождения Каратурун Морской	66
Таблица 3.2..2 – Месторождение Каратурун Морской. Распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти и обводненности на 01.07.2022 г.	78
Таблица 3.2.4.1 – Месторождение Каратурун Морской. Результаты определения значений забойных и пластовых давлений путем пересчета динамического уровня	91
Таблица 3.2.5.1 – Сведения о выработке запасов нефти по месторождению Каратурун Морской по объектам разработки по состоянию на 01.10.2021 г.	93
Таблица 3.4.1.1 – Месторождение Каратурун Морской. Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки	102
Таблица 3.4.2.1 – Месторождение Каратурун Морской. Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки	105
Таблица 3.4.3.1 - Требования к закачиваемой воде.....	106
Таблица 3.4.3.2- Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде	107
Таблица 3.4.3.3- Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде	107
Таблица 3.5.1 - Техничко -экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат	112
Таблица 3.5.2 - Нормативы расчета затрат связанные с налогообложением и ценой продукции.....	112
Таблица 3.5.3 - Расчет коэффициентов инфляции/дефляции	114
Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин. I объект. 2 вариант	116
Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект. 2 вариант.	116



Таблица 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин. II объект. 2 вариант	117
Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект. 2 вариант	117
Таблица 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин. III объект. 2 вариант	118
Таблица 4.1.6 - Характеристика основного фонда скважин. III объект. 2 вариант	118
Таблица 4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин. В целом. 2 вариант	119
Таблица 4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. В целом. 2 вариант	119
Таблица 4.2.2.2 - Расчет капитальных вложений. Вариант 2	123
Таблица 4.2.3.2 – Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 2	125
Таблица 4.2.3.4 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции	127
Таблица 4.2.3.5 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2	128
Таблица 4.2.3.8 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2	129
Таблица 4.2.4.2 - Расчет денежного потока наличности государства, в ценах с учетом инфляции.	132
Вариант 2	132
Таблица 4.2.5.2 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. Вариант 2	134
Таблица 4.2.5.4 - Расчет потока денежной наличности. Вариант 2	134
Таблица 4.3.1 – Месторождение Каратурун Морской. Сопоставление коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки	136
Таблица 5.1.1 - Интегральные экономические показатели проекта	140
Таблица 6.1.1 – Месторождение Каратурун Морской. Характеристика фонда скважин на 01.01.2023 г.	142
Таблица 6.2.1 - МОП после ОГН месторождения Каратурун Морской за 2020год	151
Таблица 6.2.2 - МОП после ОГН месторождения Каратурун Морской за 2021год	152
Таблица 6.2.3 - МОП после ОГН месторождения Каратурун Морской за 2022год	152
Таблица 6.2.4 - Эффективность от проведенных перфораций	154
Таблица 6.2.5 - Эффективность от проведенных РИР	155
Таблица 6.3.1 – Обобщенные технологические потери нефти по месторождению Каратурун Морской	159
Таблица 6.4.1 - Баланс добычи распределения нефтяного газа за последние 5 лет с 2018 по 2022 гг.	163
Таблица 6.5.1 - Требования к закачиваемой воде	164
Таблица 6.5.2 - Нормы содержания механических примесей и нефтепродуктов в воде	165
Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция скважин	167
Таблица 7.1.2 – Рекомендации по цементированию обсадных колонн	168
Таблица 8.1 – Месторождение Каратурун Морской. I объект. Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ	175
Таблица 8.3- Месторождение Каратурун Морской. III объект. Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объема буровых работ	177
Таблица 8.4 – Месторождение Каратурун Морской. Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ	178
Таблица 9.1 - Объем, интервал исследований и аппаратура проведенного ГИС-к	182
Таблица 9.2 - Выполнение рекомендованного комплекса геофизических исследований	183
Таблица 9.3 Результаты интерпретации ГИС по контролю за разработкой в добывающих скважинах	184



Таблица 9.4 – Средние коэффициенты охвата горизонтов разработкой (добывающие скважины).....	185
Таблица 9.5 - Виды и периодичность геофизических исследований скважин по контролю за разработкой	188
Таблица 9.6 – Месторождение Каратурун Морской. Комплекс исследований по контролю за разработкой	191
Таблица 12.1 – Расчет стоимости затрат ликвидационных работ	227
Таблица 12.2 – Определение базового норматива отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования	228
Таблица 12.3 – Расчет отчислений по исполнению обязательств ликвидации последствий недропользования	228
Таблица П1 - Характеристика основного фонда скважин. I объект. 1 вариант	235
Таблица П2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект. 1 вариант.	235
Таблица П3 - Характеристика основного фонда скважин. II объект. 1 вариант	236
Таблица П4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект. 1 вариант	236
Таблица П5 - Характеристика основного фонда скважин. III объект. 1 вариант.....	237
Таблица П6 - Характеристика основного фонда скважин. III объект. 1 вариант.....	237
Таблица П7 - Характеристика основного фонда скважин. В целом. 1 вариант	238
Таблица П8 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. В целом. 1 вариант	238
Таблица П9 - Расчет капитальных вложений. Вариант 1	239
Таблица П10 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 1	239
Таблица П11 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 1	240
Таблица П12 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1	241
Таблица П13 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1 ..	242
Таблица П14 - Расчет денежного потока наличности государства, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1	243
Таблица П15 - Расчет потока денежной наличности. Вариант 1	244

СПИСОК РИСУНКОВ В ТЕКСТЕ

Рисунок 2.1 – Обзорная карта района месторождения Каратурун Морской	14
Рисунок 2.1.1 - Тектоническая схема	21
Рисунок 2.3.1 - Месторождение Каратурун Морской. Горизонт Ю-IV+V, скв. 103. Зависимость газосодержания от давления	44
Рисунок 2.3.2 - Месторождение Каратурун Морской. Горизонт Ю-IV+V, скв. 103. Зависимость объёмного коэффициента от давления	44
Рисунок 2.3.3 - Месторождение Каратурун Морской. Горизонт Ю-IV+V, скв. 103. Зависимость плотности пластовой нефти от давления	44
Рисунок 2.4.1 – Зависимость проницаемости пород для газа от пористости для отложений J2 продуктивных горизонтов	60
Рисунок 2.4.2 – Зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости для газа (а) и от пористости (б)	61
Рисунок 2.4.3– Кривые капиллярного давления	62
Рисунок 3.1 – Индикаторные диаграммы по скважинам а) 35, б) Э-10, в) Э-11, г) Э-16.....	71
Рисунок 3.2.2.1 – Месторождение Каратурун Морской. I объект разработки (горизонты Ю-I и Ю-II). Динамика основных показателей разработки за период 2018–2022 гг.	82
Рисунок 3.2.2.2 – Месторождение Каратурун Морской. II объект разработки (горизонты Ю-IV и Ю-V). Динамика основных показателей разработки за период 2018–2022 гг.	83
Рисунок 3.2.2.3 – Месторождение Каратурун Морской. III объект разработки (горизонты Ю-VIII, Ю-IX и Ю-X). Динамика основных показателей разработки за период 2020–2022 гг.	85
Рисунок 3.2.2.4 – Месторождение Каратурун Морской. Динамика основных показателей разработки за период 2018–2022 гг.	86
Рисунок 6.1.1 – Условия фонтанирования скважин I-го объекта.....	146
Рисунок 6.1.2 – Условия фонтанирования скважин II-го объекта.....	147
Рисунок 6.1.3 – Условия фонтанирования скважин III-го объекта	148
Рисунок 6.3.1 – Принципиальная технологическая схема месторождения Каратурун Морской.....	161

РЕФЕРАТ

Дополнение к проекту разработки месторождения Каратурун Морской содержит 244 страниц, 17 рисунков, 71 таблица, 15 табличных и 31 графических приложения.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, СКВАЖИНА, НЕФТЬ, ГАЗ, ЗАЛЕЖЬ, ГОРИЗОНТ, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ, ПЛАСТОВОЕ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, ДЕБИТ, ВАРИАНТЫ РАЗРАБОТКИ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ.

Объект исследования – нефтегазовое 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 на основе имеющихся фактических данных и анализа текущего состояния разработки.

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 01.01.2023 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.

Недропользователь ТОО «Бузачи Нефть» владеет контрактом на разведку и добычу на право пользования недрами № 793 от 02.11.2001 г, сроком действия 25 лет (до 02.11.2026 г.).

Настоящий отчет «Дополнение к проекту разработки месторождения Каратурун Морской» выполнен АО «НИПИнефтегаз» по договору № 2-РАЗ с ТОО «Бузачи Нефть» в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» [1] и согласно «Методическим рекомендациям по проведению проектов разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений» [2].

Действующим проектным документом, на основании которого ведется промышленная разработка месторождения, является «Проект разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2020 г.» [3], выполненный АО «НИПИнефтегаз» (протокол № 04-0/6210-вн от 07.07.2021 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 году 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 году 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 году 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.) [9], в котором уточнены проектные показатели на 2013 г.

По решению ЦКРР РК (протокол №31 от 25.12.12), согласно письму КГиН МИИИНТ РК №17 04 179М от 07.02.2013 г. отчет 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.» [3], утвержденный на ЦКРР МЭ РК (протокол №04-16/11536 от 08.07.2021 г.), 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) [15].

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.) [16]. Дополнение к проекту разработки месторождения Каратурун Морской, соответственно, выполняется с учетом данного Прироста запасов.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

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 (рисунок 2.1).



Рисунок 2.1 – 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.

Основные положения действующего проектного документа

В «Проекте разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2020 г.» [3], было предусмотрено бурение 12 добывающих скважин на II объекте. Все скважины были пробурены. В отчете «Анализ разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.10.2021 г.» [15] в утвержденном варианте было предусмотрено:

для эксплуатации I объекта разработки (горизонты Ю-I+II)

перевод скважины 34 под испытание в ППД на II объект;

для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV+V)

ввод в эксплуатацию 3 проектных скважин в 2021 г.;

ввод в эксплуатацию 6 добывающих скважин в 2022 г., пробуренных согласно ПР 2021 г.,

ввод скважин 108 и 113 в эксплуатацию;

ввод пробуренной скважины 118 из резервного фонда в 2022 г.;

дополнительно пробурить 5 добывающих резервных скважин в 2023 г.;

перевод скважины ЭР-18 с III объекта в 2021 г.;

перевод скважины 33 под испытание в ППД;

для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VIII+IX+X)

ввод в эксплуатацию 4 резервных скважин в 2021 г.;

перевод скважины Э-9 и 32 со II объекта в 2021 г.

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, алевроитистые, микрослюдистые. Алевролит вишнево-коричневый, глинистый, карбонатный, слюдястый, 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 размывом 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 алевритисто-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 максимальная 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 органо-генно-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 неокомских 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. Прослои 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 340,1-358 м.



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 70-81,1 м

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 150 м (скв. 23) до 188,1 м (скв. Э-3).

Четвертичная система - Q

Четвертичные 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 Култукской моноклиной. Северное и западное окончания свода принимаются условно и проведены за пределами границы прилегающей акватории Каспийского моря.

В 2006 г. компанией ТОО «PGD Services» были выполнены работы по ранее проведенным геолого-геофизическим исследованиям 2Д на территории Каратурунской группы поднятий [17].

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: IIa (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 [14].

В этом же 2018 г. компанией ТОО «Сейсмические Геофизические услуги» были выполнены работы по переобработке и переинтерпретации геолого-геофизических данных 2Д [18]. 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: IIa (подошва аптских отложений), III (подошва неокома), IV (предположительно граница бат-байоса) и V (подошва юры).

В целом, структурные построения 2018 г. сопоставимы с построениями 2006 г., а имеющиеся изменения коснулись: геометрии ранее проинтерпретированных тектонических нарушений (F₁ и F₂), увязки с данными бурения, что привело к более точному картированию поверхности горизонта (граф. прил. 4).

Структура Каратурун Морской по подошве юрских отложений (V ОГ) тектоническим нарушением F₂ северо-восточного простирания разделен на два блока: опущенный северо-западный, в пределах изогипсы – 1320 м имеет размеры 2,5 х 3,5 км и амплитуду 40 м с минимальной отметкой в своде - 1280 м и юго-восточный приподнятый продуктивный блок (Месторождение Каратурун Морской). Структура в этом блоке находится в районе пересечения сейсмопрофилей 125, 490a и 500 и представлена в виде брахиантклинали, ограниченной вышеприведенным разрывным нарушением F₂ (граф. прил. 1). Размеры структуры по изогипсе -1240 м составляют 3,8 х 1,9 км при амплитуде поднятия 20 м. Сводовая часть структуры в этом блоке вырисовывается в районе сейсмического профиля 125 с минимальной отметкой в своде -1220 м.





ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАТУРУН МОРСКОЙ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2023 Г.

По IV отражающему горизонту (условно стратифицируемому с бат-байосскими отложениями) структура также представляет собой брахиантиклиналь субширотного простирания с минимальной отметкой в своде равной - 1060 м, Размеры структуры по замкнутой изогипсе - 1080 м составляют 3,8 x 2,4 км, с амплитудой более 20 м (граф. прил. 2).

По III отражающему горизонту, приуроченному к подошве неомских отложений, структура Каратурун Морской не претерпела изменений и осталась прежней в виде структурного носа (граф. прил. 3).

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 г. получением в скважине 18 из интервала 988-997 м (Ю-V продуктивный горизонт) фонтанного притока нефти дебитом 98 м³/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, 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 и Ю-VIII-Б, которые также являются нефтеносными. Горизонт Ю-I содержит три пласта: Ю-I-A, Ю-I-Б и Ю-I-B. Из продуктивных пластов Ю-I-A, Ю-I-Б, Ю-I-B, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI-A, Ю-VI-Б, Ю-VII, Ю-VIII-A, Ю-VIII-Б, Ю-IX-A и Ю-X содержат нефтяные залежи, пласт Ю-II-A – нефтяную залежь с небольшой газовой шапкой и пласт Ю-III-A – газовую залежь с нефтяной оторочкой. Общая толщина продуктивной толщи составляет около 250 м. Залежи в структурном плане имеют унаследованное строение.

За период после [16] были пробурены скважины 112, 117, 118, 119, 120, 122, 124, 126 и 127, всего 9 скважин.

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

Пласт Ю-I-A. Продуктивность пласта Ю-I-A доказана опробованием скважин 18 и 22. Пласт довольно четко выражен по площади, вскрыт всеми скважинами, однако в большинстве скважин коллектора замещены непроницаемыми породами, исключение

составляют ранее пробуренные скважины 18, 22. Во всех новых скважинах данный пласт заглинизирован (граф. прил. 6).

В пределах пласта выделяется две линзообразных залежи в районе скважины 18 и 22, ограниченные со всех сторон зоной отсутствия коллекторов. Подошва нижнего нефтенасыщенного пласта-коллектора в скважине 18 находится на отметке -915,9 м, в скважине 22 - на отметке -912 м. Таким образом, материалы, полученные по новым скважинам, не меняют установленное ранее положение контактов, а лишь уточняют границы распространения зон отсутствия коллекторов.

Размеры залежи в районе скважины 18 составляют 0,295*0,17 км. Площадь нефтеносности 39 тыс. м², высота 6,4 м. В районе скважины 22 - размеры 0,154*0,13 км, площадь 15 тыс. м², высота 4,5 м.

Пласт Ю-І-Б. Залежь нефти в пределах данного пласта была выявлена по результатам интерпретации материалов ГИС скважин 103 и ЭР-19 в работе [16]. В скважине 103 раздел нефть-вода фиксируется на отметке -918,9 м, подошва нефтенасыщенного коллектора в скважине ЭР-19 отбивается на глубине -917,5 м. Кровля водонасыщенного по ГИС пласта начинается в скважине Э-5 на отметке -915,1 м (граф. прил. 7). Положение ВНК принимается от -915,1 м до -918,9 м.

Из девяти новых пробуренных скважин, в 112, 117, 118, 119, 120, 126 и 127 коллекторы водонасыщенные по ГИС, в скважине 124 разрез представлен непроницаемыми породами, и только в скважине 122 выделяются нефтенасыщенные по ГИС пласты толщиной 5,1 м до глубины -914,1 м, что укладывается в принятое положение ВНК, однако, способствует небольшому изменению конфигурации залежи.

Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная в районе скважин 36 и ЭР-18. Площадь нефтеносности равна 186 тыс. м². Размеры залежи 0,7*0,3 км, высота составляет 10,7 м.

Пласт Ю-І-В. 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 скважинах Э-12, 103, 104, 110, 111, 113 пласты - водонасыщенные. В остальных скважинах разрез представлен непроницаемыми породами (граф. прил. 8).

Самая низкая отметка нефтенасыщенного коллектора -930 м в скважине Э-9, самая высокая кровля воды - на отметке -929,8 м в скважине Э-13. Водонефтяной контакт принят на отметке -930 м.

Во вновь пробуренных скважинах 117, 118, 124 и 126 разрез представлен непроницаемыми породами, скважины 112, 119, 120, 122 и 127 вскрыли водонасыщенные по

ГИС пласты.

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.

Нефтяная залежь с газовой шапкой была установлена по результатам 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). В приросте запасов 2021 [16] ГНК был принят на отметке -939 м, ВНК принят колеблющимся от -941,3 м по кровле водонасыщенного пласта в скважине 35 до -944,8 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 107.

После работы [16] пробурено 9 новых скважин, из которых скважины 112, 122 и 127 вскрыли газонефтеводонасыщенные пласты-коллекторы, нефтеводонасыщенные пласты выделены в скважинах 120 и 126, две скважины (119, 124) попали в водонасыщенную часть пласта и в скважинах 117 и 118 горизонт заглинизирован.

Данные, полученные по новым скважинам, не противоречат принятым положениям ГНК и ВНК, лишь изменяют конфигурацию залежи и способствуют незначительному ее увеличению в северо-западном направлении.

Газонефтяная залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная в районе скважины 33 (граф. прил. 9). Площадь нефтяной части залежи равна 1400 тыс. м², площадь газовой части - 684 тыс. м². Размеры залежи 1,9*1,5 км, высота газовой шапки 5,4 м, нефтяной части - 5,3 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

К пласту Ю-III-A приурочена нефтегазовая залежь, продуктивность которой 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. В работе [16] запасы залежи Ю-III-A оценивались как по газу газовой шапки, так и по нефти. ГНК по залежи принят на отметке -971 м, ВНК наклонный от -971,2 м на востоке по скважине 115 до -975,1 м на западе по скважине Э-12.

Из вновь пробуренных скважин, газонасыщенные по ГИС пласты выделены в скважинах 112, 120, 122, 126 и 127, скважина 118 вскрыла нефтенасыщенные коллекторы,

124 – нефтеводонасыщенные, а скважины 117 и 119 оказались за контуром продуктивности, вскрыв водонасыщенные пласты-коллекторы (граф. прил. 10). Бурение новых скважин способствует корректировке границ залежи в плане, увеличив незначительно ее площадь в северо-западном и восточном направлениях, при этом не оказывая влияния на принятые положения контактов (ГНК и ВНК).

По типу природного резервуара залежь является пластовой сводовой. Площадь газоносности составляет 1574 тыс. м², площадь нефтеносности – 4432 тыс. м². Размеры залежи составляют 1,9*1,7 км. Высота газовой части достигает 9,3 м, высота нефтяной оторочки 5,1 м.

Горизонт Ю-IV. К горизонту Ю-IV приурочена нефтяная залежь.

Нефтяная залежь установлена по результатам интерпретации ГИС и данным 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 (граф. прил. 11).

В скважинах ЭР-20, 101, 105, 104 кровля водонасыщенных пластов начинается на отметках -1001,2 м, -1001 м, -1000,9 м, -1000,5 м соответственно, подошва наиболее низкорасположенного нефтенасыщенного пласта отмечается на глубине -1004,4 м в скважине 103. Кроме того, при освоении горизонта Ю-IV совместно с горизонтом Ю-V в скважинах 101, 102, 103, 104, ЭР-17 получены притоки нефти с водой разной степени интенсивности, полученные дебиты нефти при этом варьируют от 3,6 м³/сут (скв. 101) до 38 м³/сут (скв. 103). В скважине ЭР-19 при самостоятельном опробовании горизонта Ю-IV в интервалах перфорации 975,3-976,2 м (-995,6-996,5 м), 978,3-982,5 м (-998,6-1002,8 м) был получен приток нефти с водой дебитами 30,53 м³/сут и 4,97 м³/сут соответственно.

Положение ВНК принимается на отметках от -1000,5 м (по кровле водонасыщенного пласта в скважине 104) до -1004,4 м (по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 103).

В скважинах 34 и 37 выделяются коллекторы, обводненные в процессе разработки месторождения, толщина которых учитывается при построении карт эффективных нефтенасыщенных толщин.

Скважины, пробуренные после работы [16], укладываются в принятое положение ВНК. При этом скважины 112, 118, 120, 122, 126, 127 способствуют небольшому расширению залежи на северо-запад и восток, а скважины 117, 119 и 124 оказались за пределами принятого контура нефтеносности, так как вскрыли лишь водонасыщенные по

ГИС пласты.

Нефтяная залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная с севера, литологически ограниченная в районе скважины 21. Площадь нефтеносности равна 2016 тыс. м². Залежь имеет размеры 1,9*1,7 км, высота – 13,7 м.

Горизонт Ю-V. К горизонту Ю-V приурочена одноименная нефтяная залежь.

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 (граф. прил. 12). В скважинах 101, 102, 103, 104, ЭР-17 при совместном испытании IV и V горизонтов были получены притоки нефти с водой различной степени обводненности. По скважине ЭР-19 был произведен дострел интервалов 990,5-992 м (-1010,8-1012,3 м), 994,5-999,8 м (-1014,8-1020,1 м), результатом которого явился приток нефти с водой дебитами 37,7 м³/сут и 20,3 м³/сут соответственно.

Следует отметить, что в ряде скважин (101, 104, 105, 110) выделяются обводненные в процессе разработки коллектора толщиной 1,3 м, 2,8 м, 1,3 м и 1,3 м соответственно.

В скважине 113 нефтенасыщенные по ГИС пласты-коллекторы выделяются до глубины -1028,8 м, самая высокая отметка кровли водонасыщенного пласта фиксируется в скважине 35 и составляет -1021,7 м. Положение водонефтяного контакта принимается в диапазоне отметок -1021,7-1028,8 м.

Во вновь пробуренных скважинах 112, 117, 118, 119, 120, 122, 126, 127 вскрыты нефтеводонасыщенные коллектора. В скважине 124 выделяются водонасыщенные пласты по материалам промыслово-геофизических исследований. Результаты бурения новых скважин меняют конфигурацию залежи, при этом чуть увеличивая ее площадь на востоке и северо-западе, но уменьшая на северо-востоке (в районе скважины 124), однако, следует упомянуть, что все скважины укладываются в принятый ВНК и он остается на прежнем уровне.

Нефтяная залежь массивная, подстилаемая водой, тектонически экранированная. Площадь нефтеносности равна 2928 тыс.м². Размеры залежи составляют 2,7*1,6 км, высота - 21,3 м.

Горизонт Ю-VI. В составе горизонта 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), вскрыты до отметок -1042,5 м, -1042,6 м, -1042,7 м (скв. 103, 102, ЭР-19 соответственно). Кровля воды начинается на глубине -1038,1 м в скважине 37. ВНК для первой залежи варьирует в пределах отметок -1038,1-1042,7 м.

Продуктивность второй залежи (район скважин 109, 111) также предполагается по материалам промыслово-геофизических исследований. Наиболее низкая отметка нефтенасыщенного по ГИС коллектора фиксируется на -1042,2 м в скважине 109, а в скважине 116 выделен водонасыщенный коллектор с кровлей на отметке -1040,5 м. ВНК принят в диапазоне от -1040,5 м до -1042,2 м.

Все вновь пробуренные скважины вскрыли водонасыщенные пласты-коллекторы, не оказывают влияния на принятые контакты по обоим залежам, но вносят корректировки в структурный план. Контур первой залежи незначительно расширился в северо-западном направлении, контур второй – на восток.

Обе залежи пластовые сводовые. Размеры первой залежи составляют 0,66*0,61 км, второй - 0,49*0,41 км, высота первой залежи порядка 6 м, второй - 6,4 м. Площади нефтеносности соответственно равны 287 тыс. м² и 159 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 обеих залежей предполагается по материалам промыслово-геофизических исследований.

Подощва 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 первой залежи принимается на отметках от -1046,4 м до -1048,2 м.

Во второй залежи, в районе скважин 109, 110 и 111, подощва нефтенасыщенных по ГИС коллекторов отмечается на отметках -1046,8 м (скв. 109), -1048,8 м (скв. 111), -1050,9 м (скв. 110). Причем в скважине 110 раздел нефть-вода фиксируется на отметке -1050,9 м. Кровля воды начинается на отметке -1046,9 м в скважине 115. ВНК принимается в диапазоне отметок -1046,9-1050,9 м.

В восьми вновь пробуренных скважинах выделяются водонасыщенные по ГИС пласты-коллекторы, которые не оказывают влияние на принятые контакты. В девятой из вновь пробуренных скважин (скв. 124) пласт Ю-VI-Б заглинизирован.

Обе залежи водоплавающие, литологически ограниченные. Размеры первой и второй

залежей составляют $0,47*0,40$ км и $0,37*0,39$ км соответственно, площади нефтеносности равны 130 тыс. м² и 84 тыс. м², высоты – 4,6 м и 5,3 м.

Горизонт Ю-VII. По горизонту Ю-VII, также как по двум верхнележащим (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 с обводненностью 4% в интервалах перфорации 1033,2-1034,2 м (-1054,6-1055,6 м), 1036,9-1038 м (-1058,3-1059,4 м), принадлежащих Ю-VII горизонту, при совместном освоении трех горизонтов Ю-VII, Ю-VIII и Ю-IX в скважине 102. 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 -1060,2 м в скважине ЭР-16 (прямой контакт). Кровля самого высокого по ГИС водонасыщенного коллектора на отметке -1054,2 м в скважине 37. ВНК принимается на отметках -1054,2-1060,2 м.

В залежи (район скважин 110 и 116), приуроченной к восточной части месторождения, продуктивность предполагается по положительной характеристике материалов интерпретации ГИС. В скважинах 110 и 116 подошва нефтенасыщенных пластов отбивается на отметке -1057,1 м и -1066,7 м соответственно. Кровля воды начинается с отметки -1054,5 м в скважине 111. Таким образом, ВНК принимается от -1054,5 м до -1066,7 м.

Все скважины, пробуренные после работы [16], вскрыли водонасыщенные пласты-коллекторы по данным ГИС и не влияют на принятое положение ВНК обеих залежей. При этом скважины 112, 120, 122, 126 и 127, находящиеся в районе первой залежи способствуют изменению ее конфигурации в плане.

Обе залежи водоплавающие, имеют размеры $1,0*0,6$ км и $0,45*0,27$ км соответственно. Высота первой залежи составляет 6,7 м, второй - 13,1 м. Площадь нефтеносности первой залежи равна 347 тыс. м², второй - 97 тыс. м².

Горизонт Ю-VIII. Состоит из двух пластов: Ю-VIII-A и Ю-VIII-B, 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, Э-8, Э-10, Э-11, ЭР-18 (граф. прил. 16). По

данным обработки промыслово-геофизических исследований подошва нефтенасыщенных пластов-коллекторов в скважинах 107, 115, ЭР-20, 110, ЭР-19, 109 вскрыта на отметках -1087,6 м, -1087,6 м, -1088,2 м, -1089,6 м, -1090 м, -1090,2 м. При этом кровля водонасыщенных коллекторов в скважинах 101, Э-8, 37 начинается с отметок -1085,3 м, -1085,1 м, -1083,9 м.

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.

ВНК для залежи Ю-VIII-A пласта принимается на отметках от -1083,9 м, что соответствует кровле водонасыщенного коллектора в скважине 37, до -1090,2 м, соответствующей подошве нефтенасыщенного пласта-коллектора в скважине 109.

В пробуренных после работы [16] скважинах 112, 118, 120, 122 и 127 выделяются нефтеводонасыщенные коллекторы, скважины 117, 119, 124, 126 вскрыли водонасыщенные по ГИС пласты. Результаты, полученные по вновь пробуренным скважинам, не оказывают влияние на принятый контакт и он остается на прежнем уровне, однако, происходит корректировка контура продуктивности в западной и восточной частях залежи в сторону незначительного увеличения.

Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная в районе скважин 23, 36. Размеры её составляют 1,8*1,4 км, высота – порядка 11,1 м. Площадь нефтеносности равна 1227 тыс. м².

Пласт Ю-VIII-Б.

Нефтяная залежь приурочена к пласту Ю-VIII-Б. По каротажным материалам нефтенасыщенные пласты-коллекторы вскрыты скважинами 109 и 116, нефтеводонасыщенные пласты выделены в скважине 114. В скважине 21 коллекторы замещены непроницаемыми породами, оставшиеся скважины вскрыли только водонасыщенные по ГИС пласты (граф. прил. 17).

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.

Подошвы нефтенасыщенных по ГИС пластов-коллекторов в скважинах 114, 116, 109



отбиваются на отметках -1104,2 м, -1109,5 м, -1111,5 м соответственно. Наиболее высокорасположенный водонасыщенный пласт фиксируется на глубине -1105,9 м в скважинах 108 и 111. ВНК принимается в диапазоне отметок -1105,9-1111,5 м.

Во вновь пробуренной скважине 118 вскрыты нефтенасыщенные коллектора. Подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -1100,8 м, что полностью укладывается в принятый водонефтяной контакт. В скважинах 112, 117, 119, 120, 122, 124, 126, 127 вскрыты водонасыщенные по данным ГИС пласты. Результаты бурения скважины 118 незначительно увеличили площадь залежи и поменяли ее конфигурацию в восточной части.

Залежь пластовая, сводовая, с размерами 0,65*0,49 км, высотой 18,9 м. Площадь нефтеносности составляет 199 тыс. м².

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

Пласт Ю-IX-А.

Нефтяная залежь была установлена по результатам интерпретации материалов ГИС и подтверждена данными опробования (граф. прил. 18).

В скважине 102, как было отмечено выше, при совместном освоении горизонтов Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX в интервале перфорации 1100,6-1103 м (-1122-1124,4 м) был получен приток нефти дебитом 38,4 м³/сут с обводненностью 4%. Подошва нефтенасыщенного коллектора в данной скважине находится на отметке -1126,1 м, кровля водонасыщенного пласта начинается с отметки -1128,8 м.

Как было указано выше, в скважине 116 было проведено совместное освоение горизонтов Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X. В приуроченном к горизонту Ю-IX интервале перфорации 1091-1100 м (-1112,2-1121,2 м) был получен приток нефти с обводненностью 6 %. При этом по данному горизонту в разрезе скважины выделяются 7 нефтенасыщенных пластов-коллекторов, подошва нижнего из которых фиксируется на отметке -1125,5 м, кровля воды отмечается на глубине -1126,3 м.

Совместное освоение горизонтов Ю-IX и Ю-X было также проведено в скважине 115. По рассматриваемому горизонту в интервалах перфорации 1094-1100 м (-1115,1-1121,1 м), 1102-1106 м (-1123,1-1127,1 м) был получен фонтанный приток нефти с водой дебитами 39,4 м³/сут и 7,6 м³/сут соответственно. Три нефтенасыщенных пласта суммарной толщиной 14 м выделены до глубины -1130,4 м.

В результате испытания интервала перфорации 1096,2-1104,7 м (-1117-1125,5 м) скважины 114 был получен приток нефти с водой дебитами 27,26 м³/сут и 30,74 м³/сут

соответственно. Нефтенасыщенные пласты, выделенные по ГИС в скважине, фиксируются до отметки -1130,6 м.

По результатам освоения скважины ЭР-20 был получен приток нефти с водой дебитами 28 м³/сут и 5 м³/сут соответственно в интервале перфорации 1104-1106 м (-1124,2-1126,2 м). В пласте выделяется нефтенасыщенный коллектор в интервале 1105,2-1111,2 м (-1125,4-1131,4 м).

При освоении скважины 107 в интервалах перфорации 1096,9-1099,8 м (-1117,7-1120,6 м), 1102,3-1105,7 м (-1123,1-1126,5 м) был получен фонтанный приток нефти на 5 мм штуцере дебитом 46,9 м³/сут с обводненностью 23%. По данным интерпретации ГИС нефтенасыщенные пласты-коллекторы толщиной 4,4 м выделены в данной скважине до глубины -1026,5 м.

Подошва самого низкого нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -1135 м в скважине 113, кровля водонасыщенного фиксируется на отметке -1121,4 м в скважине 110. Водонефтяной контакт по залежи Ю-IX-А горизонта принимается наклонным на отметках -1121,4-1135 м.

По материалам промыслово-геофизических исследований в новых пробуренных после работы [16] скважинах 117, 118, 120, 122, 126 выделяются нефтеводонасыщенные коллектора, скважины 112 и 119 оказались за пределами контура нефтеносности, вскрыв водонасыщенные по данным ГИС пласты, в скважине 124 разрез представлен непроницаемыми породами, скважина 127 данный пласт не вскрывает. Данные, полученные по новым скважинам, полностью укладываются в принятое положение ВНК, при этом изменения коснулись лишь конфигурации залежи в плане, незначительно увеличив ее на северо-западе и востоке.

Залежь пластовая, сводовая. Размеры залежи составляют 1,7*1,2 км, высота достигает 22,7 м. Площадь нефтеносности равна 1440 тыс.м².

Горизонт Ю-Х.

Нефтяная залежь была впервые выявлена в 2019 г. по материалам промыслово-геофизических исследований и подтверждена результатом испытания в интервале 1135,6-1139,1 м (-1155-1158,5 м) и 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 (граф. прил. 19).

Кроме того, продуктивность залежи подтверждается результатами как самостоятельного, так и совместного освоения с другими вышележащими горизонтами в большинстве скважин. Так, в скважинах 105, 106, 107, 109, 110, 111, 114, ЭР-20 при

самостоятельном испытании горизонта Ю-Х были получены притоки нефти разной степени обводненности, при этом минимальный нефтяной дебит составил $6,38 \text{ м}^3/\text{сут}$ в скважине 106, максимальный отмечен в скважине 109 и равен $80,04 \text{ м}^3/\text{сут}$. В скважинах 115 и 116 испытание Ю-Х горизонта было проведено совместно с вышележащими горизонтами и, как уже было отмечено выше, получены притоки нефти с обводненностью 16 % (скв. 115) и 6 % (скв. 116).

В скважинах ЭР-20, 106, 110, 107 по материалам обработки ГИС подошвы нефтенасыщенных пластов фиксируются на отметках -1165 м, -1165,4 м, -1165,5 м, -1166 м соответственно. Наиболее высокорасположенный водонасыщенный коллектор находится на глубине -1160,5 м в скважине 103. Положение ВНК для залежи данного горизонта принимается от -1160,5 м до -1166 м.

Во вновь пробуренных скважинах 118, 124, 126 вскрыты нефтеводонасыщенные пласты-коллекторы, две скважины (112, 119) попали в водонасыщенную часть пласта, в скважине 117 горизонт заглинизирован, скважины 120, 122, 127 горизонт Ю-Х не вскрывают. Результаты бурения новых скважин способствуют корректировке контура нефтеносности и границ распространения зон отсутствия коллектора, при этом влияние на принятый водонефтяной контакт не оказывают, что позволяет оставить его без изменений.

Залежь водоплавающая, литологически ограниченная в районе скважин 21, 102, 117, ЭР-18. Имеет размеры $1,3 \times 0,7$ км, высота равна 16,7 м. Площадь нефтеносности составляет 746 тыс. м^2 .

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов 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.

Горизонт Ю-I

Пласт Ю-I-A

Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 4,5 м до 6,4 м, составляя в среднем 5,5 м. Эффективная толщина меняется от 3,1 м до 3,2 м, составляя в среднем 3,2 м. При этом эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует от 3,1 м до 3,2 м, и в среднем равна 3,2 м (табл. 2.2.1).

Коэффициент песчанистости равен 0,39 д. ед. Коэффициент расчлененности в среднем равен 2. Коэффициент распространения – 0,07 (табл. 2.2.2).

Пласт Ю-I-B

Пределы изменения общей толщины пласта варьируют от 5,1 м до 6,2 м, составляя в среднем 5,4 м. Суммарная эффективная толщина изменяется от 2,9 м до 5,1 м при среднем значении равном 4,3 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется в диапазоне 1,5-5,1 м, среднее значение которой достигает 3,6 м (табл. 2.2.1).

Коэффициент песчанистости составляет 0,77 д.ед., коэффициент расчлененности равен 1,7, коэффициент распространения – 0,60.

Пласт Ю-I-B

Среднее значение общей толщины для данного пласта равно 4,7 м при изменениях от 2,8 м до 7,6 м. Эффективная толщина 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).

В пределах пласта выделяется от 1 до 2 пропластков. Коэффициент песчанистости изменяется от 0,15 до 0,89, в среднем равен 0,39 д. ед. Коэффициент расчлененности в среднем равен 1,3. Коэффициент распространения – 0,75 (табл. 2.2.2).

Горизонт Ю-II

Пласт Ю-II-A

По материалам ГИС в пределах залежи прослеживается от 1 (практически во всех скважинах) до 4 (скв. 34, 127) пропластков.

Толщина пласта в среднем составляет 7,5 м при вариации от 4,7 м до 12,3 м. Среднее значение суммарной эффективной толщины достигает 5,0 м. Пределы изменения толщины нефтенасыщенных пластов-коллекторов составляют от 0,9 м до 6,4 м, газонасыщенная

толщина меняется в диапазоне 0,4-5,4 м, в среднем равна 1,7 м (табл. 2.2.1). Коэффициент песчаности составляет 0,66 д.ед. Коэффициент расчлененности равен 1,6, коэффициент распространения - 0,98.

Горизонт Ю-III

Пласт Ю-III-A

По данным ГИС в пределах залежи прослеживается от 1 до 3 пропластков. Толщина пласта колеблется от 3,8 м до 12,3 м, при среднем значении 6,4 м. Суммарная эффективная толщина колеблется в пределах 0,6-11,1 м, в среднем составляет 3,9 м. Эффективная газонасыщенная толщина в среднем составляет 3,0 м, при изменениях от 0,6 м до 5,2 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 0,5 м до 3,7 м, при среднем значении 1,5 м (табл. 2.2.1).

Коэффициент песчаности равен 0,59 д.ед. Коэффициент расчлененности 1,4, коэффициент распространения равен 1 (табл. 2.2.2).

Горизонт Ю-IV

В пласте прослеживается от 1 до 4 пластов-коллекторов. Общая толщина горизонта составляет в среднем 12,0 м, при вариации от 9,8 м до 15,7 м. Суммарная эффективная толщина находится в пределах от 2,9 м до 10,6 м, составляя в среднем 5,9 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,6 м до 10,1 м, в среднем – 3,6 м (табл. 2.2.1). Коэффициент песчаности равен 0,49 д. ед. Коэффициент расчлененности 2,6, коэффициент распространения равен 0,98.

Горизонт Ю-V

В горизонте прослеживается от 2 до 9 пропластков. Данный горизонт отличается значительной толщиной, которая в среднем составляет 26,1 м, варьируя от 14,5 до 30,7 м. Среднее значение суммарной эффективной толщины составляет 11,6 м при изменении от 5,0 м до 21,8 м. Диапазон изменения эффективной нефтенасыщенной толщины от 0,9 м до 10,9 м, в среднем составляет 5,7 м (табл. 2.2.1).

Коэффициент песчаности изменяется от 0,22 до 0,76 д. ед. при среднем значении 0,44 д.ед. Коэффициент расчлененности составляет 4,7, коэффициент распространения равен 1 (табл. 2.2.2).

Горизонт Ю-VI

Пласт Ю-VI-A

Общая толщина пласта составляет в среднем 5,1 м. Суммарная эффективная толщина в среднем составляет 2,2 м при изменении от 1,2 м до 3,1 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 1,5 м, варьирует от 1,2 м до 2,4 м (табл. 2.2.1). Коэффициент

песчанистости составляет 0,44 д.ед. Коэффициент расчлененности 1,5, коэффициент распространения равен 1.

Пласт Ю-VI-Б

Толщина пласта в среднем составляет 7,8 м. Суммарная эффективная толщина изменяется от 1,5 м до 6,7 м при среднем значении 4,4 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 1,9 м, варьирует от 0,9 м до 4,1 м (табл. 2.2.1).

Коэффициент песчанистости равен 0,49 д.ед. Коэффициент расчлененности 2, коэффициент распространения составляет 0,71.

Горизонт Ю-VII

Общая толщина горизонта составляет в среднем 20,1 м. Суммарная эффективная толщина изменяется от 5,7 м до 15,6 м при среднем значении 8,8 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 2,0 м, варьируя от 0,6 м до 4,8 м (табл. 2.2.1). Коэффициент песчанистости изменяется от 0,29 до 0,72 д. ед. при среднем значении 0,44 д.ед. Коэффициент расчлененности 4, коэффициент распространения равен 1 (табл. 2.2.2).

Горизонт Ю-VIII

Пласт Ю-VIII-A

В пласте выделяется от 2 до 9 пропластков.

Пределы изменения общей толщины пласта варьируют от 10,9 м до 24,7 м, составляя в среднем 17,5 м. Суммарная эффективная толщина изменяется от 2,0 м до 21,4 м при среднем значении равном 9,1 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется в диапазоне 0,7-6,2 м, среднее значение которой достигает 2,8 м (табл. 2.2.1).

Коэффициенты неоднородности по данному пласту следующие: коэффициент песчанистости составляет 0,50 д.ед., коэффициент расчлененности равен 3,9, коэффициент распространения – 1.

Пласт Ю-VIII-Б

Количество пропластков в пласте составляет 1-6, при этом коэффициент расчлененности равен 3,3.

Общая толщина пласта меняется от 11,0 м до 18,0 м, составляя в среднем 14,4 м. Суммарная эффективная толщина варьирует в пределах от 1,1 м до 6,8 м, в среднем равна 4,1 м. Среднее значение нефтенасыщенной толщины равно 3,4 м при колебаниях от 1,1 м до 6,8 м (табл. 2.2.1).

Коэффициент песчанистости равен 0,27 д. ед., коэффициент распространения – 1.

Пласт Ю-IX-A



По материалам ГИС в пределах залежи прослеживается от 1 до 7 пропластков, коэффициент расчлененности составляет 2,6. Коэффициент песчанистости равен 0,53 д. ед., коэффициент распространения – 0,94 (табл. 2.2.2).

Общая толщина горизонта составляет в среднем 12,1 м, при колебаниях от 7,2 м до 20,9 м. Суммарная эффективная толщина варьирует от 2,1 м до 20,3 м, среднее значение которой достигает 6,8 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина меняется в диапазоне 0,7-14,1 м, в среднем равна 4,8 м (табл. 2.2.1).

Горизонт X

Горизонт состоит преимущественно из 2-6 пропластков. Коэффициент распространения равен 0,84, коэффициент расчлененности – 3,4. Коэффициент песчанистости составляет 0,74 д.ед. (табл. 2.2.2).

Среднее значение общей толщины горизонта достигает 23,2 м, изменяясь от 12,0 м до 47,1 м. Колебания суммарной эффективной толщины находятся в диапазоне 1,5-36,7 м, что в среднем составляет 18,4 м. Нефтенасыщенная толщина варьирует от 0,5 м до 12,7 м при среднем значении 7,0 м (табл. 2.2.1).

Таблица 2.2.1 - Характеристика толщин пластов-коллекторов

Период изучения	Толщина	Наименование	По горизонту в целом
1	2	3	4
Ю-I-A	Общая	Среднее значение, м	5,5
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,030
		Интервал изменения, м	4,5-6,4
	Эффективная	Среднее значение, м	3,2
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0
		Интервал изменения, м	3,1-3,2
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	3,2
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0
		Интервал изменения, м	3,1-3,2
Ю-I-B	Общая	Среднее значение, м	5,4
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,006
		Интервал изменения, м	5,1-6,2
	Эффективная	Среднее значение, м	4,3
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,052
		Интервал изменения, м	2,9-5,1
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	3,6
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,157
		Интервал изменения, м	1,5-5,1
Ю-I-B	Общая	Среднее значение, м	4,7
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,150
		Интервал изменения, м	2,8-7,6
	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.	0,445
		Интервал изменения, м	0,6-3,1

продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4
Ю-II-A	Общая	Среднее значение, м	7,5
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,047
		Интервал изменения, м	4,7-12,3
	Эффективная	Среднее значение, м	5,0
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,237
		Интервал изменения, м	0,8-10,9
	Газонасыщенная	Среднее значение, м	1,7
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,557
		Интервал изменения, м	0,4-5,4
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	2,7
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,184
		Интервал изменения, м	0,9-6,4
Ю-III-A	Общая	Среднее значение, м	6,4
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,076
		Интервал изменения, м	3,8-12,3
	Эффективная	Среднее значение, м	3,9
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,243
		Интервал изменения, м	0,6-11,1
	Газонасыщенная	Среднее значение, м	3,0
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,189
		Интервал изменения, м	0,6-5,2
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	1,5
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,240
		Интервал изменения, м	0,5-3,7
Ю-IV	Общая	Среднее значение, м	12
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,013
		Интервал изменения, м	9,8-15,7
	Эффективная	Среднее значение, м	5,9
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,083
		Интервал изменения, м	2,9-10,6
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	3,6
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,379
Ю-V	Общая	Среднее значение, м	26,1
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,014
		Интервал изменения, м	14,5-30,7
	Эффективная	Среднее значение, м	11,6
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,088
		Интервал изменения, м	5-21,8
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	5,7
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,133
Ю-VI-A	Общая	Среднее значение, м	5,1
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,083
		Интервал изменения, м	3,3-8,1
	Эффективная	Среднее значение, м	2,2
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,066
		Интервал изменения, м	1,2-3,1
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	1,5
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,067
		Интервал изменения, м	1,2-2,4



продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4
Ю-VI-B	Общая	Среднее значение, м	7,8
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,059
		Интервал изменения, м	5,0-10,1
	Эффективная	Среднее значение, м	4,4
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,231
		Интервал изменения, м	1,5-6,7
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	1,9
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,385
		Интервал изменения, м	0,9-4,1
Ю-VII	Общая	Среднее значение, м	20,1
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,003
		Интервал изменения, м	18,1-21,6
	Эффективная	Среднее значение, м	8,8
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,114
		Интервал изменения, м	5,7-15,6
Ю-VII	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	2,0
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,300
		Интервал изменения, м	0,6-4,8
Ю-VIII-A	Общая	Среднее значение, м	17,5
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,036
		Интервал изменения, м	10,9-24,7
	Эффективная	Среднее значение, м	9,1
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,200
		Интервал изменения, м	2,0-21,4
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	2,8
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,227
		Интервал изменения, м	0,7-6,2
Ю-VIII-B	Общая	Среднее значение, м	14,4
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,048
		Интервал изменения, м	11,0-18,0
	Эффективная	Среднее значение, м	4,1
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,246
		Интервал изменения, м	1,1-6,8
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	3,4
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,479
		Интервал изменения, м	1,1-6,8
Ю-IX-A	Общая	Среднее значение, м	12,1
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,062
		Интервал изменения, м	7,2-20,9
	Эффективная	Среднее значение, м	6,8
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,407
		Интервал изменения, м	2,1-20,3
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	4,8
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,685
		Интервал изменения, м	0,7-14,1
Ю-X	Общая	Среднее значение, м	23,2
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,091
		Интервал изменения, м	12,0-47,1
	Эффективная	Среднее значение, м	18,4
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,186
		Интервал изменения, м	1,5-36,7
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	7,0
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,222
		Интервал изменения, м	0,5-12,7



продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4
I объект	Общая	Среднее значение, м	7,9
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,066
		Интервал изменения, м	5,3-15,2
	Эффективная	Среднее значение, м	5,6
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,172
		Интервал изменения, м	1,4-10,9
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	2,8
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,287
		Интервал изменения, м	0,9-9,6
II объект	Общая	Среднее значение, м	43,1
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,005
		Интервал изменения, м	31,6-47,2
	Эффективная	Среднее значение, м	17,2
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,061
		Интервал изменения, м	9,2-28,4
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	8,8
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,198
		Интервал изменения, м	0,9-17,4
III объект	Общая	Среднее значение, м	86,8
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,066
		Интервал изменения, м	15,2-110,1
	Эффективная	Среднее значение, м	31,1
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,122
		Интервал изменения, м	7,3-50,7
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	9,4
		Коэфф-т вариации, д.ед.	0,867
		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 продуктивного разреза 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		
1	2	3	4	5	6
Ю-I-A	2	0,39		2	0,07
Ю-I-B	5	0,77	0,042	1,7	0,60
Ю-I-B	5	0,39	0,462	1,3	0,75
Ю-II-A	41	0,66	0,150	1,6	0,98
Ю-III-A	47	0,59	0,098	1,4	1
Ю-IV	46	0,49	0,050	2,6	0,98
Ю-V	53	0,44	0,075	4,7	1
Ю-VI-A	11	0,44	0,034	1,5	1
Ю-VI-B	7	0,49	0,123	2	0,71



продолжение таблицы 2.2.2

1	2	3	4	5	6
Ю-VII	10	0,44	0,084	4	1
Ю-VIII-A	32	0,50	0,104	3,9	1
Ю-VIII-B	4	0,27	0,176	3,3	1
Ю-IX-A	34	0,53	0,166	2,6	0,94
Ю-X	19	0,74	0,090	3,4	0,84
I объект	36	0,70	0,090	1,8	0,98
II объект	53	0,40	0,049	6,9	1
III объект	37	0,37	0,078	7	1

2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

После составления отчёта «Проект разработки месторождения Каратурун Морской» [3], выполненный по состоянию на 01.01.2020 г., дополнительно были исследованы 6 глубинных проб пластовой нефти и растворённого газа, отобранные с горизонта Ю-X и совместно с Ю-IV+V.

На месторождении Каратурун Морской исследованы 30 проб пластовой нефти из скважин: 34, 103, перфорированной на 2 продуктивных горизонта Ю-IV, Ю-V, скважин 32 и 35 продуктивного горизонта Ю-V, скважин Э-10 и Э-11 горизонта Ю-VIII, скважины ЭР-16 продуктивного горизонта Ю-IX, Э-2, 109 продуктивного горизонта Ю-X, скважины Э-8 с совместных горизонтов Ю-IV+Ю-V+Ю-VIII; 22 пробы дегазированной нефти юрских горизонтов Ю-I, Ю-II, Ю-IV, Ю-V, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X: 11 устьевых проб, отобранных из скважин 18, 21, 22, 32, Э-2, Э-7, ЭР-18; 11 проб, полученных в результате разгазирования пластовых проб нефти из скважин Э-2, Э-8, Э-10, Э-11, ЭР-16 и 36 проб растворённого газа, полученные при однократном разгазировании проб пластовой нефти.

2.3.1 Свойства пластовой нефти

После выполнения отчёта [3] на месторождении Каратурун Морской дополнительно были изучены пробы пластовой нефти, отобранные из скважин 103 с горизонтов Ю-IV+V, 109 с горизонта Ю-X.

Исследования глубинных проб нефти проводились в период с 2008 по 2021 гг. в АО «НИПИнефтегаз» в соответствии с внутренним стандартом, аналогичным ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

По большинству глубинных проб нефти были проведены следующие виды исследований:

- опыт контактного разгазирования (при постоянной массе);
- опыт однократного разгазирования пластовой нефти;
- дифференциальное разгазирование пластовой нефти;



- определение вязкости пластовой нефти;
- определение плотности нефти;
- определение компонентного состава разгазированной нефти.
- определение компонентного состава нефтяного газа, выделившегося при однократном и дифференциальном разгазировании пластовой нефти.

В результате опыта объемного расширения пластовой нефти получены значения давления насыщения и коэффициент сжимаемости пластовой нефти. При однократном разгазировании пластовой нефти до стандартных условий определялись газосодержание, объемный коэффициент, плотность пластовой нефти, коэффициент растворимости газа в нефти, усадка.

На месторождении Каратурун Морской выделено три объекта разработки:

I объект – горизонты Ю-I, Ю-II;

II объект – горизонты Ю-IV, Ю-V;

III объект – горизонты Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X.

Результаты исследований глубинных проб нефти, полученных по состоянию изученности на 01.01.2023 г. представлены по объектам разработки в таблице 2.3.1.

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 11 проб пластовой нефти из скважин 32, 35 (горизонт Ю-V) и 34, 103 (горизонт Ю-IV+V).

Значения параметров пластовой нефти из скважины 34 (горизонты Ю-IV+Ю-V) не учтённые в отчёте [3], после дополнительных исследований по скважине 103 приняты к вниманию.

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.

Таблица 2.3.1 – Месторождение Каратурун Морской. Свойства пластовой нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

Скважина	Интервал перфорации, м	Горизонт	Дата отбора	№ пробы	Р _{пл.} , МПа	Т _{пл.} , °С	Р _{нас.} , МПа	Газосодержание		Объем. коэф., доли ед.	Усадка нефти, %	Плотность нефти, г/см ³	Плотность дегаз. нефти, г/м ³	Вязкость нефти, мПа·с	Коэфф. сжимаем. 10 ⁻⁴ /МПа	Коэф. раств.-и, 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	976-980; 993-1004	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	1,03	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	19,9767	1,0467	4,457	0,879	0,906	12,20	8,71	3,59	
Среднее по горизонту Ю-IV+V							5,21	20,33	18,34	1,0393	3,778	0,880	0,902	14,64	7,49	3,53	
Горизонт Ю-V																	
32	992-1001	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	
32*	992-1001	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	
35	992 – 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	
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							5,71	27,52	24,68	1,061	5,43	0,861	0,897	10,94	11,97	4,26	
III объект разработки																	
Горизонт Ю-VIII																	
Э-10*	1058,6-1061,5; 1063,2-1064 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	0,88	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*	1061-1065; 1067-1068,4 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	9,1	8,04	1,031	3,01	0,864	0,883	14,18	7,58	2,73	
				3			0,88	4,64	4,10	1,02	1,96	0,869	0,883	16,32	7,24	4,66	
Э-11	1061-1065; 1067-1068,4 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	
Среднее по горизонту Ю-IX							2,6	10,01	8,767	1,053	5,03	0,840	0,876	11,23	8,37	3,36	
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	8,1	7,12	1,027	2,63	0,863	0,879	12,20	8,70	4,34	
109*	1131-1134, 1136-1141 Гл. отбора - 1130,5 м	Ю-X	26.04.2021	1	12,4	44,3	1,79	4,57	4,06	1,014	1,33	0,881	0,8887	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	
Среднее по III объекту разработки							7,42	30,18	26,56	1,066	6,19	0,853	0,880	7,14	12,16	3,58	
Пробы с совместных горизонтов																	
Горизонт Ю-IV+V+VIII																	
Э-8*	974,8-976,0; 993,6-994,9; 997,5-1003,0; 1062,6-1065,4 Гл. отбора - 500 м	Ю-IV+V+VIII	21.03.2019	1	10,18	39,4	0,78	1,35	1,20	1,016	1,57	0,876	0,890	23,41	6,80	1,54	АО «НИПИнефтегаз»
				2			2,52	13,33	11,88	1,042	4,03	0,867	0,8908	15,35	9,57	4,71	
Примечание: * - пробы непредставительные; ** - параметры не учитывались																	



Давление насыщения по II объекту разработки составляет в среднем 5,71 МПа, газосодержание 27,52 м³/т, объемный коэффициент нефти составляет 1,061 д.ед., вязкость и плотность пластовой нефти: 10,94 мПа*с и 0,861 г/см³ соответственно.

На рисунках 2.3.1-2.3.3 представлены зависимости основных параметров пластовой нефти горизонтов Ю-IV+V по скважине 103, полученные в результате дифференциального разгазирования и позволяющие оценить характер и степень изменения этих параметров при снижении давления ниже давления насыщения.

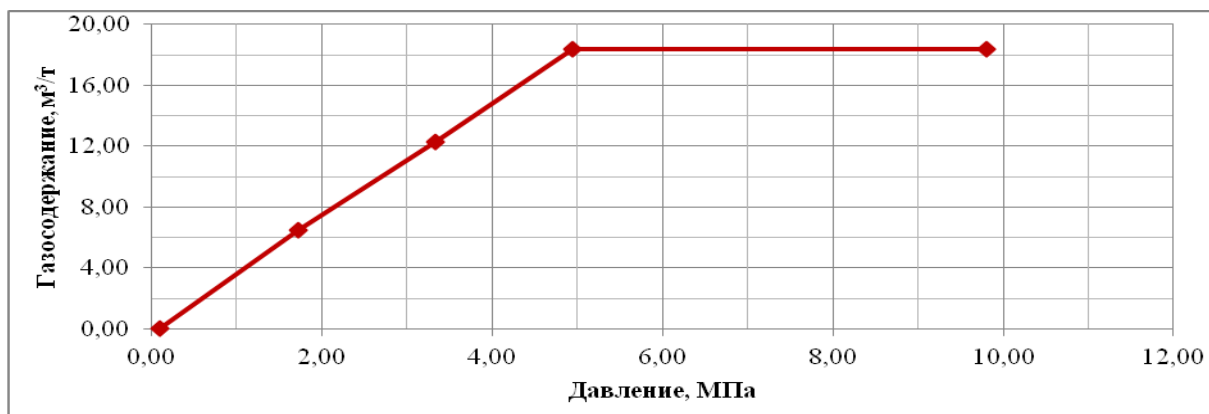


Рисунок 2.3.1 - Месторождение Каратурун Морской. Горизонт Ю-IV+V, скв. 103. Зависимость газосодержания от давления

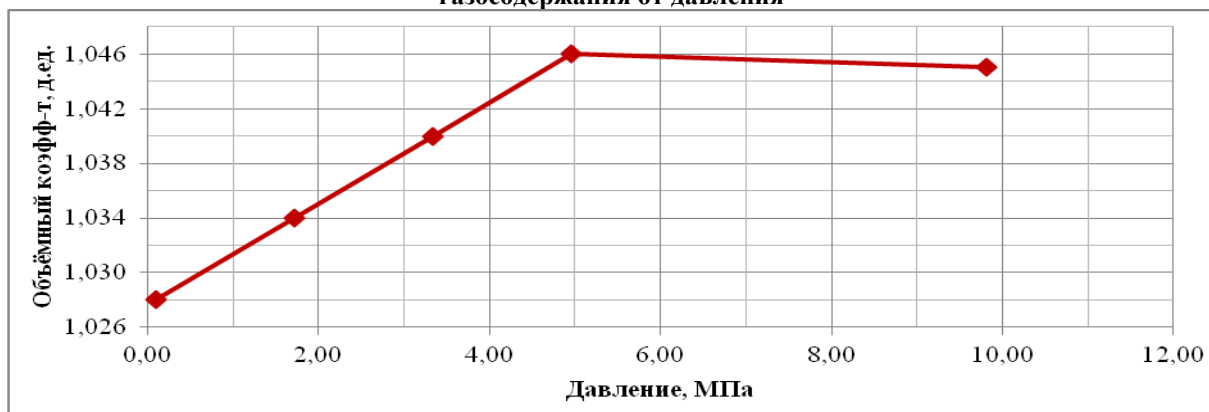


Рисунок 2.3.2 - Месторождение Каратурун Морской. Горизонт Ю-IV+V, скв. 103. Зависимость объемного коэффициента от давления

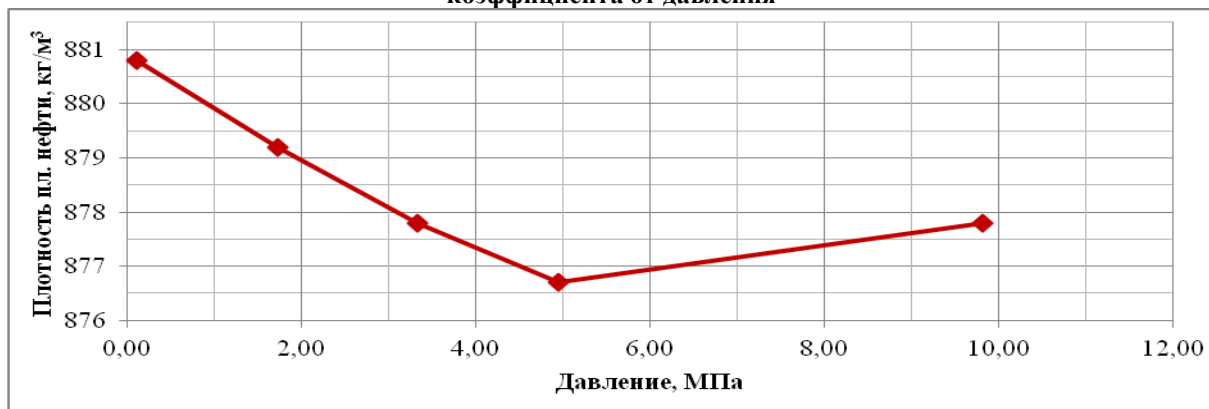


Рисунок 2.3.3 - Месторождение Каратурун Морской. Горизонт Ю-IV+V, скв. 103. Зависимость плотности пластовой нефти от давления

III объект разработки

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

Остальные пробы признаны непредставительными и результаты их исследований не рассматривались.

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

22 июля 2018 г. отобранные три пробы пластовой нефти с глубины 900 м были в двухфазном состоянии с излишком газовой фазы ($P_{пл}=P_{нас.}$). Данные параметры пластового флюида признаны некондиционными и в усреднении свойств не принимали участие.

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

11 января 2019 г. были отобраны три глубинные пробы пластовой нефти (глубина отбора – 1045 м). При пластовых условиях (10,23 МПа, 42,35 °C) 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).

09 февраля 2019 г. по горизонту Ю-VIII Недропользователем были проведены дополнительные ГДИс-исследования 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.

Давление насыщения по III объекту разработки составляет 7,42 МПа, газосодержание 30,18 м³/т, объемный коэффициент нефти – 1,066 д.ед., вязкость и плотность пластовой нефти – 7,14 мПа*с и 0,853 г/см³ соответственно.

Пробы из скважин Э-8, отобранные с совместных горизонтов Ю-IV+Ю-V+Ю-VIII имеют плохую сходимость параметров и отбракованы. В таблице 2.3.1 результаты исследований приведены для информации.



В таблице 2.3.2 приведены параметры пластовой нефти по объектам разработки в сравнении с данными из отчёта [3]. 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 2.3.2 – Месторождение Каратурун Морской. Средние значения параметров пластовой нефти объектам разработки

Документ	ПР-2020			Доп. к ПР-2023		
Параметры	Объекты разработки					
	I*	II	III	I*	II	III
Давление насыщения, МПа	7,33	6,31	7,42	7,33	5,71	7,42
Газосодержание: м ³ /т	27,55	36,15	30,18	27,55	27,52	30,18
м ³ /м ³	23,45	32,29	26,56	23,45	24,68	26,56
Объёмный коэффициент	1,125	1,087	1,066	1,125	1,061	1,066
Усадка, %	12,85	7,43	6,19	12,85	5,43	6,19
Плотность пластовой нефти, г/см ³	0,847	0,839	0,853	0,847	0,861	0,853
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	16,30	6,51	7,14	16,30	10,94	7,14
Примечание: * - значения взяты по аналогии со свойствами пластовой нефти месторождения Каламкас						

2.3.2 Свойства дегазированной нефти

После выполнения отчёта [3] дополнительных исследований проб дегазированной нефти не проводилось.

Физико-химические свойства дегазированной нефти представлены результатами исследований 22-х проб дегазированной нефти юрских горизонтов Ю-I, Ю-II, Ю-IV, Ю-V, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X: 11 устьевых проб, отобранных из скважин 18, 21, 22, 32, Э-2, Э-7, Э-10, ЭР-18; 11 проб, полученных в результате разгазирования пластовых проб нефти из скважин Э-2, Э-8, Э-10, Э-11, ЭР-16.

В данном разделе приводятся результаты исследований дегазированной нефти за весь период разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2023 г.

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

Все результаты исследований дегазированной нефти, полученные по состоянию на 01.01.2023 г. представлены в таблице 2.3.3, где приведены средние значения в пределах продуктивных горизонтов и объектов разработки. Из таблицы 2.3.3 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, определенная при температуре 20 °С в зависимости от объекта разработки, колеблется от 0,8791 до 0,9039 $\text{г}/\text{см}^3$, кинематическая вязкость при температуре 20 °С колеблется от 29,44 до 137,50 $\text{мм}^2/\text{с}$, а при температуре 50 °С от 10,05 до 30,09 $\text{мм}^2/\text{с}$.

Таблица 2.3.3– Месторождение Каратурун Морской. Свойства дегазированной нефти по состоянию на 01.01.2023 г.

№ скважины	Интервал перфорации, м.	Дата отбора	Плотность при 20 °С, г/см ³	Вязкость кинематическая, мм ² /с при температуре, °С				Содержание, % масс.					Хлористые соли, мг/дм ³	Кислотное число, мг КОН/г	Температура, °С				Выход фракций, % об. при температуре, °С				Исполнитель
				20	30	40	50	парафины	асф.-смола вещества	сера общая	коксуе-мость	зольность			вспышки в закр.тигле	плавления парафина	застывания	нач. кипения	200	250	300	350	
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	886-893	02.1981	0,9067	137,5	72,51	36,06	29,44	-	-	1,42	3,4	0,01	600	-	100	-	-	182	3	13	29	-	ЦЛ "ГНГГ"
Среднее по горизонту Ю-I			0,9067	137,5	72,51	36,06	29,44	-	-	1,42	3,4	0,01	600	-	100	-	-	182	3	13	29	-	
Горизонт Ю-II																							
22	912-916	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	915-920	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			0,9039	122,80	66,08	37,62	26,42	4,30	16,10	1,04	2,71	0,027	341,5		98	56		200	3	12	31		
II объект разработки																							
Горизонт Ю-IV																							
18	970-976	12.1980	0,8936	64,6	36,41	23,97	17,42	-	-	1,47	2,3	0,01	138	-	86	-	-	195	-	11	31	-	ЦЛ «ГНГГ»
18	970-976	11.1980	0,8953	-		-	-	3,4	6,50	0,60	1,6	-	497	-	92	-	1	-	2	-	-	37	ГрозНИИ
Среднее по горизонту Ю-IV			0,8945	64,6	36,41	23,97	17,42	3,4	6,50	1,04	1,95	0,01	318	-	89	-	1	195	2	11	31	37	
Горизонт Ю-V																							
Э-7	1027-1029,1; 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	988-997	10.1980	0,8963	-	-	-	-	3,70	6,90	0,80	2,1	0,07	480	0,03	82	-	5	-	2	-	-	38	ГрозНИИ
21	993-999	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	992-1001	08.2007	0,8914	55,78	34,74	14,96	-	2,30	8,00	0,70	-	-	121	-	-	57	-36 н/з	148	3	-	28	-	АО «НИПИнефтегаз»
Среднее по горизонту Ю-V			0,8997	134,89	60,98	43,70	36,42	2,90	7,50	0,98	2,14	0,83	278	0,03	94	57	-19	171	5	11	25	38	
Среднее по II объекту			0,8979	117,32	52,79	38,77	30,09	3,03	7,13	1,00	2,04	0,63	291	0,03	92	57	-14	171	5	11	26	38	
III объект разработки																							
Горизонт Ю-VIII																							
Э-10	1058,6-1061,5; 1063,2-1064 Гл.отбора-900 м	22.07.2018	0,8816	38,84	19,25	-	11,42	2,90	5,80	1,90	-	0,13	56,1	-	-	-	-12	168	4	13	36	51	АО «НИПИнефтегаз»
Э-11	1061-1065; 1067-1068,4 Гл.отбора-1045 м	11.01.2019	0,8834	43,13	25,96	-	12,15	-	-	0,66	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	АО «НИПИнефтегаз»
Э-11	1061-1065; 1067-1068,4 Гл.отбора-1045 м	09.02.2019	0,8803	31,98	18,65	-	10,95	-	-	0,62	-	-	-	-	-	-	-9	-	-	-	-	-	
Среднее по горизонту Ю-VIII			0,8814	35,53	20,038	-	10,99	2,90	5,80	0,95	-	0,13	56,1	-	-	-	-8	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	-	-	-	-	-	
Среднее по горизонту Ю-IX			0,8759	24,51	15,04	-	9,34	-	-	0,64	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	
Горизонт Ю-X																							
Э-2	1135,6-1139,1	25.01.2019	0,8778	30,45	18,85	-	9,22	3,0	3,3	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	6,3	0,657	-	0,167	51634	-	-	-	0	158	4	14	30	55	АО «НИПИнефтегаз»
Среднее по Ю-X			0,8792	27,52	18,77	-	9,72	3,20	4,80	0,73	-	0,21	26341	-	47	-	-4	146	4	16	33	55	
Среднее по III объекту			0,8791	29,44	18,26	-	10,05	3,10	5,13	0,78	-	0,19	17579	-	47	-	-4	153	4	15	34	53	



Продолжение табл. 2.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Горизонты Ю-IV+Ю-V+Ю-VIII																							
Э-8	974,8-976,0; 993,6-994,9; 997,5-1003,0; 1062,6-1065,4 Гл. отбора - 500 м	21.03.2019	0,8900	63,34	33,77	-	13,76	-	-	0,77	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	АО «НИПИнефтегаз»
			0,8908	44,51	26,35	-	15,13	-	-	0,75	-	-	-	-	-	-	-	-3	-	-	-	-	
Среднее по скважине Э-8			0,8904	53,93	30,06	-	14,45	-	-	0,76	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	
Примечание: * - результат отбракован																							



Содержание парафинов находится в диапазоне 3,03 – 4,30 % масс., нефть является парафинистой. Температура плавления парафинов определялась только по двум пробам и составляет 56 – 57 °С. Содержание асфальто-смолистых веществ по I объекту определялось по одной пробе и составляет 16,10 % масс., что значительно превышает значения, полученные по другим объектам (5,13 – 7,13 % масс.). По содержанию общей серы нефть по всем объектам можно отнести к классу сернистой нефти, т.к. содержание общей серы колеблется от 0,78 до 1,42 % масс.

Из таблицы 2.3.3 видно, что в результатах по определению температуры застывания наблюдается большой разброс значений.

Объемный выход светлых фракций в дегазированной нефти, выкипающий до температуры 300 °С, представлен диапазоном от 26 до 34 %. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С низок и находится в диапазоне от 3 до 5 % об.

В таблице 2.3.4 представлены диапазоны изменения и средние значения параметров дегазированной нефти по состоянию на 01.01.2023 г., определённые по объектам разработки.

Таблица 2.3.4 – Месторождение Каратурун Морской. Средние параметры дегазированной нефти по состоянию на 01.01.2023 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	2	3	0,8928-0,9122	0,9039
Вязкость кинематическая, мм ² /с				
при 20 °С	2	3	50,30-180,60	122,80
при 50 °С	2	3	14,46-35,35	26,42
Температура застывания, °С	-	-	-	-
Массовое содержание, %				
парафина	1	1	-	4,30
серы общей	2	3	0,79-1,42	1,04
асфальто-смолистых веществ	1	1	-	16,10
Температура начала кипения, °С	2	3	182-224	200
Объемный выход фракций, %				
до 250 °С	2	3	6-18	12
до 300 °С	2	3	26-37	31
до 350 °С	-	-	-	-
II объект разработки				
Плотность, кг/м ³ при 20 °С	4	6	0,8914-0,9110	0,8979
Вязкость кинематическая, мм ² /с				
при 20 °С	4	4	55,78-179,50	117,32
при 50 °С	3	3	17,42-38,10	30,09
Температура застывания, °С	3	4	(-36)-1	-14
Массовое содержание, %				
парафина	3	4	2,30-3,70	3,03
серы общей	3	5	0,60-1,47	1,00
асфальто-смолистых веществ	2	3	6,50-8,00	7,13
Температура начала кипения, °С	4	4	148-220	171
Объемный выход фракций, %				

Продолжение табл. 2.3.4

1	2	3	4	5
до 250 °С	3	3	4-17	11
до 300 °С	3	3	22-31	26
до 350 °С	1	2	37-38	38
III объект разработки				
Плотность, г/см ³ при 20 °С	5	12	0,8756-0,8834	0,8791
Вязкость кинематическая, мм ² /с				
при 20 °С	5	12	22,72-43,13	29,44
при 50 °С	5	12	9,22-12,15	10,05
Температура застывания, °С	5	12	(-12)-3	-4
Массовое содержание, %				
парафина	3	3	2,90-3,40	3,10
серы общей	5	12	0,60-1,90	0,78
асфальто-смолистых веществ	3	3	3,30-6,3	5,13
Температура начала кипения, °С	3	3	133-168	153
Объемный выход фракций, %				
до 250 °С	3	3	13-17	15
до 300 °С	3	3	30-36	34
до 350 °С	3	3	51-55	53

Результаты исследований, представленные в таблицах 2.3.3, 2.3.4, характеризуют дегазированную нефть месторождения Каратурун Морской, как тяжёлую, битуминозную, смолистую, сернистую, парафинистую и с низким выходом светлых фракций.

Товарная продукция

Качество подготовки товарной нефти должно удовлетворять требованиям СТ РК 1347-2005 (ГОСТ-Р51858-2002, MOD): массовая доля механических примесей – не более 0,05 %; давление насыщенных паров – не более 66,7 кПа; массовая доля сероводорода для нефти *вида 0* – не более 10 ppm (г/т), массовая доля метил-, этилмеркаптанов для нефти *вида 0* – не более 30 ppm, содержание хлорорганических соединений (ХОС) во фракции до 204 °С – не более 10 ppm для всех групп нефти.

В таблице 2.3.5 приведены усреднённые результаты исследования проб нефти, отобранных как из скважин, так и РВС, проведённых в НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз» в 2020 г. по определению хлорорганических соединений (ХОС) как в самой нефти, так и во фракции, выкипающей до 204 °С (нафта).

Контроль качества товарной нефти на предмет содержания ХОС становится более актуальным. Оценить содержание хлорорганических соединений во фракции до 204 °С часто не представляется возможным. Выход данной фракции невелик из-за высокой температуры начала кипения нефти.

Таблица 2.3.5 – Месторождение Каратурун Морской. Определение ХОС

Наименование параметра	Результат	Единица измерения	НД испытания
Содержание хлорорганических соединений:			
во фракции до 204 °С	<0,2 (0,05)	г/т (ppm)	СТ РК 1529
в пробе нефти	<1 (0,02)		

В связи с ужесточением требований по данному параметру, необходимо усилить контроль за качеством подготовки товарной нефти и её исследованием.

В таблице 2.3.6 приведены усреднённые значения параметров товарной нефти, отобранной с пункта сдачи нефти ТОО «Бузачи Нефть», полученные на основании паспортов качества. Исследования проведены в АО «НИПИнефтегаз» в 2020-2022 гг.

Близкие по значению параметры товарной нефти свидетельствуют о стабильности процесса подготовки товарной продукции.

2.3.3 Компонентный состав и свойства растворенного газа

В данном разделе компонентный состав растворённого газа представлен 38 пробами, полученными при однократном разгазировании проб пластовой нефти.

Все результаты исследований нефтяного газа приведены в таблице 2.3.7.

I объекта разработки не представлен исследованиями растворённого газа.

Компонентный состав нефтяного газа II объекта разработки принят по результатам исследования 11 составов газа, полученным в результате однократного разгазирования проб пластовой нефти из скважин 32, 34, 35 и 103.

Содержание метана составляет в среднем 88,60 % мольн., этана – 7,16 % мольн., пропана – 0,95 % мольн., бутанов – 0,46 % мольн. Содержание неуглеводородных компонентов составляет: углекислого газа – 0,14 % мольн. и азота – 2,35 % мольн., сероводород отсутствует.

Компонентный состав нефтяного газа III объекта разработки принят по результатам исследования 18 составов газа, полученным в результате однократного разгазирования проб пластовой нефти из скважин Э-2, Э-10, Э-11, ЭР-16 и 109.

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.

Таблица 2.3.6 – Месторождение Каратурун Морской. Характеристика товарной нефти

№ п/п	Наименование параметра	Единицы измерения	Норма по НД СТ РК 1347	Фактическое значение		НД на метод испытания
				ПР-2020	Доп. к ПР- 2023	
1	Содержание общей серы, не более <i>класс 2 (сернистая)</i>	% масс.	От 0,60 до 1,80	0,75	0,791	СТ РК АСТМ Д4294
2	Давление насыщенных паров, не более	кПа	66,7	1,4	3,7	ГОСТ 1756
3	Содержание механических примесей, не более	% масс.	0,05	0,0005	0,0006	ГОСТ 6370
4	Содержание парафина, не более	% масс.	не нормируется	2,83	2,59	ГОСТ 11851
5	Температура застывания	°С	не нормируется	минус 13	минус 14	СТ РК АСТМ Д5853
6	Выход фракций, до температуры:					ГОСТ 2177
	200 °С	% об.	не нормируется	4	9	
	300 °С			30	35	
	350 °С			48	52	
7	Кинематическая вязкость при температуре 50 °С	мм ² /с	не нормируется	14,36	11,90	ГОСТ 31391
8	Массовая доля сероводорода, не более <i>вид 0</i>	г/т (ppm)	10	не обнаружено	не обнаружено	СТ РК 1473
9	Массовая доля метил- и этил- меркаптанов в сумме, не более <i>вид 0</i>	г/т (ppm)	30	не обнаружено	не обнаружено	

Таблица 2.3.7 – Месторождение Каратурун Морской. Компонентный состав растворенного газа по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

Скважина	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Содержание, % мольн.												Плотность газа, кг/м ³	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	976-980, 993-1004	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	0,187	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; 998-999,6 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	
Среднее погоризонту Ю-IV+V			-	-	0,16	1,94	90,27	5,91	0,83	0,37	0,06	0,08	0,06	0,33	0,746	
Горизонт Ю-V																
32	992-1001	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*	992-1001	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 – 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			-	-	0,139	2,347	88,60	7,158	0,95	0,38	0,07	0,07	0,05	0,228	0,753	
III объект разработки																
Горизонт Ю-VIII																
Э-10	1058,6-1061,5; 1063,2-1064 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.	1061-1065; 1067-1068,4 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*	1061-1065; 1067-1068,4 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	1061-1065; 1067-1068,4 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	



Продолжение табл. 2.3.7

Горизонт Ю-Х																
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	
			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	1131-1134; 1136-1141; 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	
Среднее по горизонту Ю-Х			0,007	0,008	0,43	3,82	94,21	0,90	0,10	0,12	0,07	0,07	0,06	0,21	0,712	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Среднее по III объекту разработки			0,017	0,006	0,23	3,70	94,07	1,53	0,10	0,07	0,03	0,04	0,03	0,19	0,709	
Горизонты Ю-IV+V+VIII																
Э-8*	974,8-976,0; 993,6-994,9; 997,5- 1003,0; 1062,6-1065,4 Гл. отбора - 500 м	21.03.2019	0,107	0,086	0,10	14,77	83,36	0,94	0,16	0,11	0,07	0,06	0,06	0,19	0,761	АО «НИПИнефтегаз»
			0,169	0,095	0,05	15,66	83,26	0,40	0,08	0,07	0,04	0,03	0,03	0,04	0,756	
Среднее по скважине Э-8			0,138	0,091	0,074	15,21	83,31	0,67	0,12	0,09	0,06	0,05	0,04	0,12	0,759	
Примечание: * отбракованные пробы																



Содержание метана составляет в среднем 94,07 % мольн., этана – 1,53 % мольн., пропана – 0,10 % мольн., бутанов – 0,10 % мольн. Содержание углеводородных компонентов составляет: углекислого газа - 0,23 % мольн. и азота – 3,70 % мольн., сероводород отсутствует.

В конце марта 2019 г. из скважины Э-8 отобраны 2 глубинные пробы нефти с совместных горизонтов Ю-IV+Ю-V+Ю-VIII (974,8-976,0; 993,6-994,9; 997,5-1003,0; 1062,6-1065,4), глубина отбора – 500 м. Газ однократного разгазирования по данным пробам также представлен в таблице 2.3.7. Полученный газ в составе содержит большое количество азота – 14,77-15,66 % мольн. при средних по объектам разработки 2,35 и 3,46 % мольн. Данные отбракованы. Результаты исследований приведены для информации.

В таблице 2.3.8 представлены усреднённые значения компонентных составов растворённого газа по объектам разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2023 г.

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

Таблица 2.3.8 – Месторождение Каратурун Морской. Усреднённые составы растворённого газа по состоянию на 01.01.2023 г.

Компоненты	Объекты разработки	
	II	III
	Содержание, % мольн.	
Гелий	-	0,017
Водород	-	0,006
Углек. газ	0,139	0,23
Азот	2,347	3,70
Метан	88,60	94,07
Этан	7,158	1,53
Пропан	0,95	0,10
i-Бутан	0,383	0,07
n-Бутан	0,072	0,03
i-Пентан	0,073	0,04
n-Пентан	0,047	0,03
Гексан + высшие	0,228	0,19
Плотность газа, г/см ³	0,753	0,709

2.3.4 Компонентный состав свободного газа

После выполнении отчёта «Подсчет запасов газа, нефти и попутных компонентов Каратурунской группы месторождений Гурьевской области, Казахской ССР на 01.07.1989 г.» [4] свободный газ месторождения Каратурун Морской не изучался. Вся информация, приведённая ниже, взята из отчёта [4].

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



Результаты исследований приведены в таблице 2.3.9.

Таблица 2.3.9 - Месторождение Каратурун Южный. Компонентный состав свободного газа

Таблица 26. Массовое содержание углеводородных компонентов в составе свободной фазы			
Скважина	26		Среднее
Горизонт	Ю-I		
Интервал отбора	1023-1031		
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

Как видно из таблицы, газ месторождения Каратурун Южный характеризуется высоким содержанием метана (98,18 %). 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.

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

2.3.5 Физические свойства и химический 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 01.01.2023 г свойства и состав воды, изучены по 3 исследованиям из 3 скважин: 34, 35, Э-14 месторождении 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 3 проб из 3 скважин: 34, 35 и Э-14.

Результаты проведенных химанализов показывают, что воды юрских горизонтов относиться к крепким рассолам. Минерализация вод варьирует в диапазоне от 156,5 г/дм³ до 177 г/дм³, в среднем составляя 169,2 г/дм³ при плотности 1,117 г/см³. По генетической

классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ варьирует в диапазоне от 47222 до 57104,4 мг/дм³, в среднем составляя 53334,2 мг/дм³, Ca^{2+} находится в диапазоне от 8016 до 8617,2 мг/дм³, в среднем составляя 8350 мг/дм³, Mg^{2+} изменяется в диапазоне 2188,8-3648 мг/дм³, в среднем составляя 2675,2 мг/дм³, Cl^- варьирует в диапазоне 97586,8-109214,4 мг/дм³, в среднем составляя 104741,8 мг/дм³, SO_4^{2-} отсутствует, HCO_3^- изменяется в диапазоне от 20,3 до 122 мг/дм³, в среднем составляя 55,6 мг/дм³. Жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca^{2+} Mg^{2+} , находится в диапазоне от 603,2 до 704,8 мг-экв/дм³, что соответствует пятой группе общей жесткости, т.е. воды являются очень жесткими, в среднем составляет 640,4 мг-экв/дм³. При pH<5,30 по кислотно-щелочным свойствам вода характеризуется как кислая с переходом в слабокислые. Из микрокомпонентов определены: железо, барий и стронций. Содержание $\text{Fe}_{\text{общ}}$ находится в диапазоне от 37 до 126 мг/дм³, в среднем составляя 84,7 мг/дм³, Ba -варьирует в диапазоне 87-88 мг/дм³, в среднем составляя 87,5 мг/дм³, Sr - изменяется в диапазоне 292-388 мг/дм³, в среднем составляя 340 мг/дм³. Кроме того, присутствует двуокиси углерода варьирует в диапазоне 156,5-177 мг/дм³, в среднем составляя 339,7 мг/дм³ (табл. 2.3.5.2).

Содержание ионов и примесей в пластовой воде по состоянию на 01.01.2023г приводится в таблице 2.3.5.1. Физико-химические показатели проб воды приведен в таблице 2.3.4.2.

Выводы:

На месторождении Каратурун Морской выполнены исследований проб воды из скважин юрских отложений. Воды относятся к весьма крепким хлоркальциевым рассолам. В целом воды очень жесткие, кислые с переходом в слабокислые, без содержания сульфатов. Состав пластовых вод со скважин месторождения изучен слабо. Основной и микрокомпонентный состав вод не полно изучен, газосодержание, в т.ч. сероводорода не определялось.

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 ИСО/МЭК 17025-2009 г. «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».

Таблица 2.3.5.1 Содержание ионов и примесей в пластовой воде по состоянию на 01.01.2023 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 ⁻	3	3	97586,8- 109214,4	104741,8
SO ₄ ⁻	-	-	-	-
HCO ₃ ⁻	3	3	20,3-122	55,6
Ca ⁺⁺	3	3	8016-8617,2	8350
Mg ⁺⁺	3	3	2188,8-3648	2675,2
Na ⁺ + K ⁺	3	3	47222-57104,4	53334,2
Общее содержание железа,	3	3	37-126	84,7
Тяжелые металлы:				
Барий	2	2	87-88	87,5
Стронций	2	2	292-388	340
Марганец	-	-	-	-
Кобальт	-	-	-	-
Медь	-	-	-	-
Никель	-	-	-	-
Алюминий	-	-	-	-
Цинк	-	-	-	-
Литий	-	-	-	-
Содержание:				
бора	-	-	-	-
йода	-	-	-	-
брома	-	-	-	-
Содержание:				
сероводорода	-	-	-	-
Содержание:				
Оксида кремний	-	-	-	-
Общая жесткость	3	3	603,2-704,8	640,4
Суммарная минерализация	3	3	156,5-177	169,2
Тип воды	3	3	ХК	ХК
Содержание мех.примесей, мг/дм ³	-	-	-	-
pH	3	3	4,94-5,75	5,30

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⁻	НС О ₃	Fe ^{общ}	Ba	Sr				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
<u>34</u> J	01.11.2016г	1,115	5,20	<u>47222</u> 2053,1	<u>8016</u> 400,8	<u>3648</u> 304	<u>97586,8</u> 2748,9	-	<u>20,3</u> 0,3	37	-	-	-	156,5	704,8	ХК
<u>35</u> J	01.07.2018г	1,116	4,94	<u>55676,1</u> 2420,7	<u>8617,2</u> 430,9	<u>2188,8</u> 182,4	<u>107424,1</u> 3026	-	<u>24,4</u> 0,4	91	88	388	278,1	174	613,3	ХК
<u>Э-14</u> J	01.07.2018г	1,119	5,75	<u>57104,4</u> 2482,8	<u>8416,8</u> 420,8	<u>2188,8</u> 182,4	<u>109214,4</u> 3076,5	-	<u>122</u> 2	126	87	292	401,3	177	603,2	ХК
Среднее значение		1,117	5,30	<u>53334,2</u> 2318,9	<u>8350</u> 417,5	<u>2675,2</u> 222,9	<u>104741,8</u> 2950,5	-	<u>55,6</u> 0,9	84,7	87,5	340	339,7	169,2	640,4	ХК
минимальное		1,115	4,94	47222	8016	2188,8	97586,8	-	20,3	37	87	292	278,1	156,5	603,2	ХК
максимальное		1,119	5,75	57104,4	8617,2	3648	109214,4	-	122	126	88	388	401,3	177	704,8	

2.4 Физико-гидродинамическая характеристика

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 ($S_{во}$), также выполнен один эксперимент по определению коэффициента вытеснения нефти водой ($K_{выт}$) (табл.2.4.1).

Таблица 2.4.1 – Вид и объем специального исследования керна

Вид специальных исследований / Дата	к ТС 2013 г. скв.32, 33, 34	Скв.Э-1 и Э-10	на 01.01.2023 г.
ККД и $S_{во}$, образец	16 (Ю-V)	40 (Ю-I-Ю-V, Ю-VIII, Ю-IX)	56
$K_{выт}$	-	1(Ю-V, скв.Э-1)	1

Исследования выполнены в АО «НИПИнефтегаз», ККД и $S_{во}$ определены методом центрифугирования при максимальном значении капиллярного давления (P_K) 0,7-1,2 МПа, $K_{выт}$ определен при моделировании условий пласта на установке BRP-350 компании Vinci Technologies (Франция) [14].

По результатам исследований получены ККД, зависимость $S_{во}$ от $K_{пр}$ и $K_{п}$, дополнительно к перечисленным параметрам в разделе представлена зависимость $K_{пр}$ от $K_{п}$ [14].

Для песчаников и алевролитов продуктивных горизонтов установлена зависимость $K_{пр}$ - $K_{п}$, имеющая вид (рис.2.4.1)

$$K_{пр} = 0,0005 \times e^{46,346 \times K_{п}} (R^2 = 0,54). \quad (2.4.1)$$

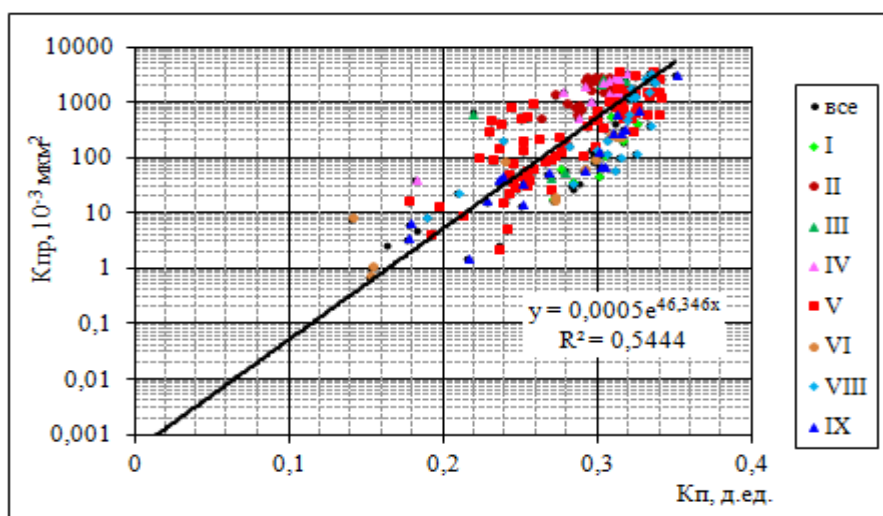


Рисунок 2.4.1 – Зависимость проницаемости пород для газа от пористости для отложений J2 продуктивных горизонтов

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

$$S_{\text{во}} = 0,8882 \times K_{\text{пр}}^{-0,279} \quad (R^2 = 0,62), \quad (2.4.2)$$

$$S_{\text{во}} = 0,0048 \times K_{\text{п}}^{-2,897} \quad (R^2 = 0,51). \quad (2.4.3)$$

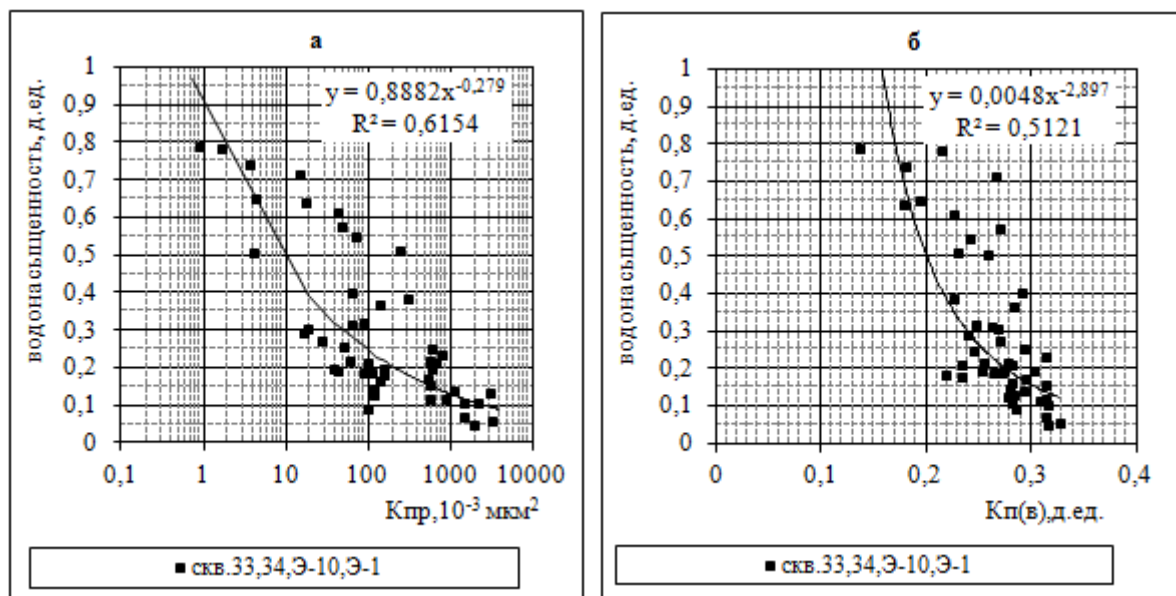


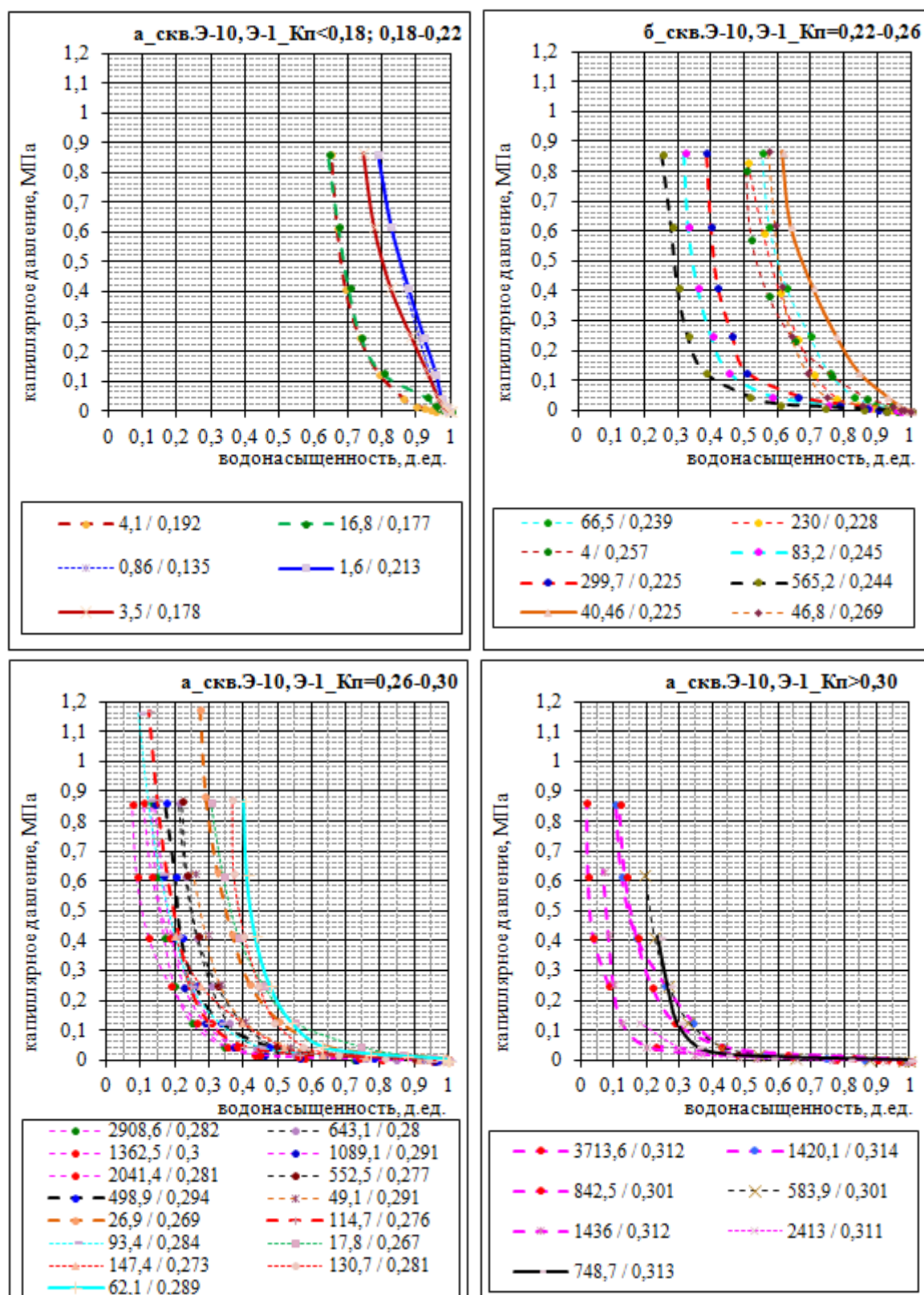
Рисунок 2.4.2 – Зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости для газа (а) и от пористости (б)

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). Использованы ККД, полученные по керну из скважин Э-10 и Э-1, так как эти ККД получены методом центрифугирования при большем значении $P_{\text{к}}$ ($P_{\text{к}} = 0,86\text{--}1,2$ МПа), чем ККД, определенные ранее по керну из скважин 32, 33 и 34 ($P_{\text{к}} = 0,7$ МПа). По виду ККД дифференцированы по ФЕС.

По результатам эксперимента [19] по определению коэффициента вытеснения нефти сточной водой, выполненного в пластовых условиях на одном образце песчаника с $K_{\text{п}} = 0,312$ д.ед., $K_{\text{пр}} = 806,2 \times 10^{-3}$ мкм² (скв. Э-1, Ю-V горизонт) получена величина остаточной нефтенасыщенности равная 0,215 д.ед., $K_{\text{выт}} = 0,66$ д.ед. (табл.2.4.2).

Таблица 2.4.2 – Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

Характеристика образца						Условия эксперимента			Результаты	
Скважина	Номер образца	Глубина отбора образца, м	Пористость, д.ед.	Газопроницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	Остаточная водонасыщенность, д.ед.	Температура, °С	Давление обжима/пластовое давление, МПа	Динамическая вязкость, мПа·с для нефти	Остаточная нефтенасыщенность, д.ед.	Коэффициент вытеснения нефти, д.ед.
Э-1	31	1001,84	0,312	806,2	0,365	37	13,4/10	2,683	0,215	0,66
Э-23	2а	1026,64	0,268	2086,3	0,2191	41	14/10,5	54,7	0,375	0,519



Тип линий: I-IV-тонкая, тире, V-толстая, тире, VI-VIII- тонкая сплошная, IX-толстая сплошная

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

Рисунок 2.4.3– Кривые капиллярного давления



В этой же таблице представлены результаты аналогичного эксперимента, выполненного по керну из скважины Э-23 (Ю-I горизонт) месторождения Каратурун Восточный [20].

Таким образом, на месторождении Каратурун Морской для продуктивных среднеюрских отложений из физико-гидродинамических характеристик коллекторов – определены кривые капиллярного давления, зависимость $S_{во}=f(K_{пр})$; также по результатам 2 экспериментов по определению $K_{выт}$ для песчаников из скважины Э-23 (Каратурун Восточный, Ю-I горизонт) и из скважины Э-1 (Ю-V горизонт) получена величина остаточной нефтенасыщенности равная 0,375 и 0,215 д.ед., $K_{выт}$ – 0,519 и 0,66 д.ед., соответственно.

2.5 Запасы нефти и растворенного 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» (Протокол ГКЗ СССР № 10811 от 16 марта 1990 г.) [16].

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.) [14].

В 2021 году АО «НИПИнефтегаз» был произведен «Прирост запасов нефти и газа месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.07.2021 г.» [16], утвержденный ГКЗ РК (Протокол № 2453-22-У от 08.09.2022 г.), в связи с получением новой информации в результате бурения 18 новых скважин, которые вскрыли продуктивные пласты по материалам промыслово-геофизических исследований, в ряде случаев подтверждая их результатами испытаний, что 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 целом по месторождению утвержденные начальные геологические/извлекаемые запасы нефти и растворённого в ней газа составили 6005/1725 тыс. т и 181,7/53,5 млн. м³ (табл. 2.5.1), из них:

нефти:

категории В – 1678/651 тыс. т,
категории C₁ – 3044/961 тыс. т,
категории C₂ – 1283/113 тыс. т,

растворенного газа:

категории В – 52,5/20,3 млн. м³,
категории C₁ – 92,8/29,7 млн. м³,



категории C_2 – 36,4/3,5 млн. м³.

Утвержденные начальные геологические/извлекаемые запасы газа газовых шапок в целом по месторождению составили 98,4/98,4 млн. м³ (табл. 2.5.2), из них:

газа газовой шапки:

категории C_1 – 77,6/77,6 млн. м³.

категории C_2 – 20,8/20,8 млн. м³.

Таблица 2.5.1 – Начальные геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного в нефти газа месторождения Каратурун Морской

Горизонт, залежь	Категор. запасов	Зона	Площадь нефте- ности, тыс. м ²	Средств нефтенас толщина, м	Нефтен- сыщен. объем, тыс. м ³	Кэфф порис- тости д. ед.	Кэфф нефте- насын., д. ед.	Плот- ность нефти в пов. услов., г/см ³	Перес-чет. коэфф., д. ед.	Газосодер- жание, м ³ /т	Геологические запасы		КИН дед.	Извлекаемые запасы	
											нефти, тыс. т	раствор. газа, млн. м ³		нефти, тыс. т	раствор. газа, млн. м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Ю-I-A	C ₁	Н	39	1.9	74	0.26	0.60	0.907	0.885	28.0	9	0.3	0.076	1	0.0
	C ₂	Н	15	2.1	32	0.31	0.45	0.907	0.885	28.0	4	0.1	0.053	0	0.0
Ю-I-Б	C ₂	НВ	186	1.9	353	0.29	0.67	0.907	0.885	28.0	55	1.5	0.053	3	0.1
	Итого C ₂		186	1.9	353						55	1.5		3	0.1
Ю-I-В	C ₂	Н	103	0.7	72	0.24	0.42	0.907	0.885	28.0	6	0.2	0.053	0	0.0
	C ₂	НВ	41	1.6	66	0.27	0.58	0.907	0.885	28.0	8	0.2	0.053	0	0.0
	Итого C ₂		144	1.0	138						14	0.4		0	0.0
Итого по Ю-I	C ₁		39		74						9	0.3		1	0.0
	C ₂		345		523						73	2.0		3	0.1
Ю-II-A	C ₁	ГН	315	2.0	630	0.27	0.58	0.903	0.893	27.1	80	2.2	0.076	6	0.2
		Н	6	3.1	19	0.28	0.50	0.903	0.893	27.1	2	0.1	0.076	0	0.0
		ГНВ1	44	2.8	123	0.28	0.68	0.903	0.893	27.1	19	0.5	0.076	1	0.0
		ГНВ2	135	3.7	500	0.28	0.68	0.903	0.893	27.1	77	2.1	0.076	6	0.2
		НВ1	179	1.8	572	0.26	0.63	0.903	0.893	27.1	76	2.1	0.076	6	0.2
		НВ2	225	2.2	572	0.26	0.63	0.903	0.893	27.1	76	2.1	0.076	6	0.2
			904	2.7	2415						330	9.1		25	0.8
	C ₂	ГН	20	3.9	78	0.27	0.58	0.903	0.893	27.1	10	0.3	0.053	1	0.0
		Н	35	3.0	105	0.28	0.50	0.903	0.893	27.1	12	0.3	0.053	1	0.0
		ГНВ	39	3.8	148	0.28	0.68	0.903	0.893	27.1	23	0.6	0.053	1	0.0
		НВ	402	2.0	804	0.26	0.63	0.903	0.893	27.1	106	2.9	0.053	6	0.2
			496	2.3	1135						151	4.1		9	0.2
	C ₁		904		2415						330	9.1		25	0.8
	C ₂		496		1135						151	4.1		9	0.2
Ю-III-A	C ₂	ГН	417	1.5	626	0.26	0.52	0.903	0.893	27.1	68	1.8	0.053	4	0.1
		Н	45	1.9	86	0.32	0.52	0.903	0.893	27.1	11	0.3	0.053	1	0.0
		ГНВ	379	1.2	455	0.28	0.66	0.903	0.893	27.1	68	1.8	0.053	4	0.1
		НВ	3591	1.1	3950	0.32	0.68	0.903	0.893	27.1	693	18.8	0.053	37	1.0
	Итого C ₂		4432		5116						840	22.7		46	1.2



Продолжение таблицы 2.5.1															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Ю-IV	B	H	168	5.8	974	0.26	0.71	0.895	0.962	20.3	155	3.2	0.388	60	1.2
		HB	837	3.2	2678	0.26	0.62	0.895	0.962	20.3	372	7.6	0.388	144	2.9
			1005	3.6	3653						527	10.8		204	4.1
	C ₁	H	56	5.9	330	0.26	0.71	0.895	0.962	20.3	53	1.1	0.388	21	0.4
		HB1	889	2.2	1956	0.26	0.62	0.895	0.962	20.3	271	5.5	0.388	105	2.1
		HB2	66	2.3	152	0.26	0.62	0.895	0.962	20.3	21	0.4	0.388	8	0.2
			1011	2.4	2438						345	7.0		134	2.7
	B		1005		3653						527	10.8		204	4.1
	C ₁		1011		2438						345	7.0		134	2.7
	B+C ₁		2016		6091						872	17.8		338	6.8
Ю-V	B	HB	1259	5.8	7302	0.28	0.68	0.900	0.920	36.2	1151	41.7	0.388	447	16.2
	C ₁	HB	1669	3.1	5174	0.28	0.68	0.900	0.920	36.2	816	29.5	0.388	317	11.4
	B+C ₁		2928		12476						1967	71.2		764	27.6
Ю-VI-A	C ₂	H1	92	1.3	120	0.27	0.59	0.900	0.920	36.2	16	0.6	0.272	4	0.2
		HB1	195	1.2	234	0.29	0.60	0.900	0.920	36.2	34	1.2	0.272	9	0.3
			287	1.2	354						50	1.8		13	0.5
	C ₂	H2	2	1.8	4	0.23	0.53	0.900	0.920	36.2	0	0.0	0.272	0	0.0
		HB2	157	1.6	251	0.27	0.57	0.900	0.920	36.2	32	1.2	0.272	9	0.3
			159	1.6	255						32	1.2		9	0.3
	Итого C ₂		446		608						82	3.0		22	0.8
Ю-VI-B	C ₂	HB1	130	2.3	299	0.25	0.56	0.900	0.920	36.2	35	1.3	0.272	10	0.4
		HB2	84	0.9	76	0.26	0.47	0.900	0.920	36.2	8	0.3	0.272	2	0.1
	Итого C ₂		214		375						43	1.6		12	0.5
Итого по Ю-VI	Итого C ₂		660		983						125	4.6		34	1.3
Ю-VII	C ₁	HB1	347	1.8	625	0.28	0.50	0.900	0.920	36.2	72	2.6	0.313	23	0.8
	C ₂	HB2	97	1.6	155	0.27	0.53	0.900	0.920	36.2	18	0.7	0.219	4	0.2
	C ₁		347		625						72	2.6		23	0.8
	C ₂		97		155						18	0.7		4	0.2
Ю-VIII-A	C ₁	HB	987	2.8	2764	0.26	0.53	0.882	0.943	30.2	317	9.6	0.313	99	3.0
	C ₂	H	27	5.0	135	0.24	0.50	0.882	0.943	30.2	13	0.4	0.219	3	0.1
		HB	213	2.6	554	0.26	0.53	0.882	0.943	30.2	63	1.9	0.219	14	0.4
	C ₁		987		2764						317	9.6		99	3.0
	C ₂		240		689						76	2.3		17	0.5



Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Ю-VIII-Б	C ₁	Н	53	3.9	207	0.26	0.47	0.882	0.943	30.2	21	0.6	0.313	7	0.2
		НВ	146	2.0	292	0.23	0.47	0.882	0.943	30.2	26	0.8	0.313	8	0.3
			199	2.5	499						47	1.4		15	0.5
Итого по Ю-VIII	C ₁		1186		3262						364	11.0		114	3.5
	C ₂		240		689						76	2.3		17	0.5
Ю-IX-А	C ₁	Н1	202	3.8	768	0.26	0.52	0.876	0.943	30.2	86	2.6	0.313	27	0.8
		Н2	66	10.0	660	0.26	0.52	0.876	0.943	30.2	74	2.2	0.313	23	0.7
		Н3	35	4.7	165	0.26	0.52	0.876	0.943	30.2	18	0.5	0.313	6	0.2
		НВ	1137	4.1	4662	0.26	0.54	0.876	0.943	30.2	541	16.3	0.313	169	5.1
	Итого C ₁		1440		6254						719	21.6		225	6.8
Ю-Х	C ₁	НВ	746	3.9	2909	0.26	0.62	0.879	0.943	30.2	389	11.7	0.313	122	3.7
	Итого C ₁		746		2909						389	11.7		122	3.7
Всего по месторождению	В										1678	52.5		651	20.3
	C ₁										3044	92.8		961	29.7
	C ₂										1283	36.4		113	3.5
	В+C ₁										4722	145.3		1612	50.0



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 д.ед.	Нач. извлек. запасы пласт. газа, млн.м ³
						пористости	газонасы-щенности	начальное	конечное	при начальн. давлении	при конечн. давлении					
Ю-II-A	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	335	1.4	469	0.28	0.62	9.8	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	8.7	1	8.7
		ГНВ1	44	0.6	26	0.27	0.69	9.8	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	0.5	1	0.5
		ГНВ2	174	1.0	174	0.27	0.69	9.8	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	3.4	1	3.4
	C ₁		684	1.4	931									17.1		17.1
Ю-III-A	C ₁	Г	700	3.4	2380	0.26	0.70	10.47	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	49.2	1	49.2
		ГН	217	2.1	456	0.27	0.52	10.47	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	7.3	1	7.3
		ГНВ	121	1.6	194	0.25	0.73	10.47	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	4.0	1	4.0
	C ₂	Г	78	2.5	195	0.26	0.70	10.47	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	4.0	1	4.0
		ГН	200	1.9	380	0.27	0.52	10.47	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	6.1	1	6.1
		ГНВ	258	2.0	516	0.25	0.73	10.47	0.10	1.20	0.98	0.94	9.7	10.7	1	10.7
	C ₁		1038	2.9	3030									60.5		60.5
	C ₂		536	2.0	1091									20.8		20.8
Всего по газу газовых шапок	C ₁		1722		3961									77.6		77.6
	C ₂		536		1091									20.8		20.8



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

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

По состоянию на 01.01.2023 г. согласно отчету «Проект разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.10.2020 г.» [3], месторождение Каратурун Морской находится в промышленной разработке, где было выделено три объекта разработки:

- I объект (нефтяная залежь Ю-I и газонефтяная зона Ю-II);
- II объект (нефтяные залежи горизонтов Ю-IV и Ю-V);
- III объект (Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X горизонты).

В зависимости от характера и интенсивности притока при исследовании скважин применялись методы восстановления давления, метод установившего отбора.

С целью оценки фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЁС) пластов - коллекторов и энергетического состояния месторождения Каратурун Морской в период 2013 -2022 гг. в 14 скважинах было проведено 17 гидродинамических исследований, из них 13 методом восстановления давления (КВД) и 4 методом установившихся отборов (МУО).

Исследования и замеры давления проводились компанией «ГЕОС» с использованием глубинных манометров типа «Canada Tech».

Исследования скважин методом МУО проводились на 3-4 режимах при штуцерах диаметром 4-10 мм, после чего скважину останавливали для снятия кривой восстановления давления (КВД).

По результатам исследований МУО в 4 эксплуатационных скважинах (35, Э-10, Э-11, Э-16) были построены индикаторные диаграммы (рис. 3.1). По индикаторной диаграмме получены коэффициенты продуктивности, которые приведены в таблице 3.1.1.

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



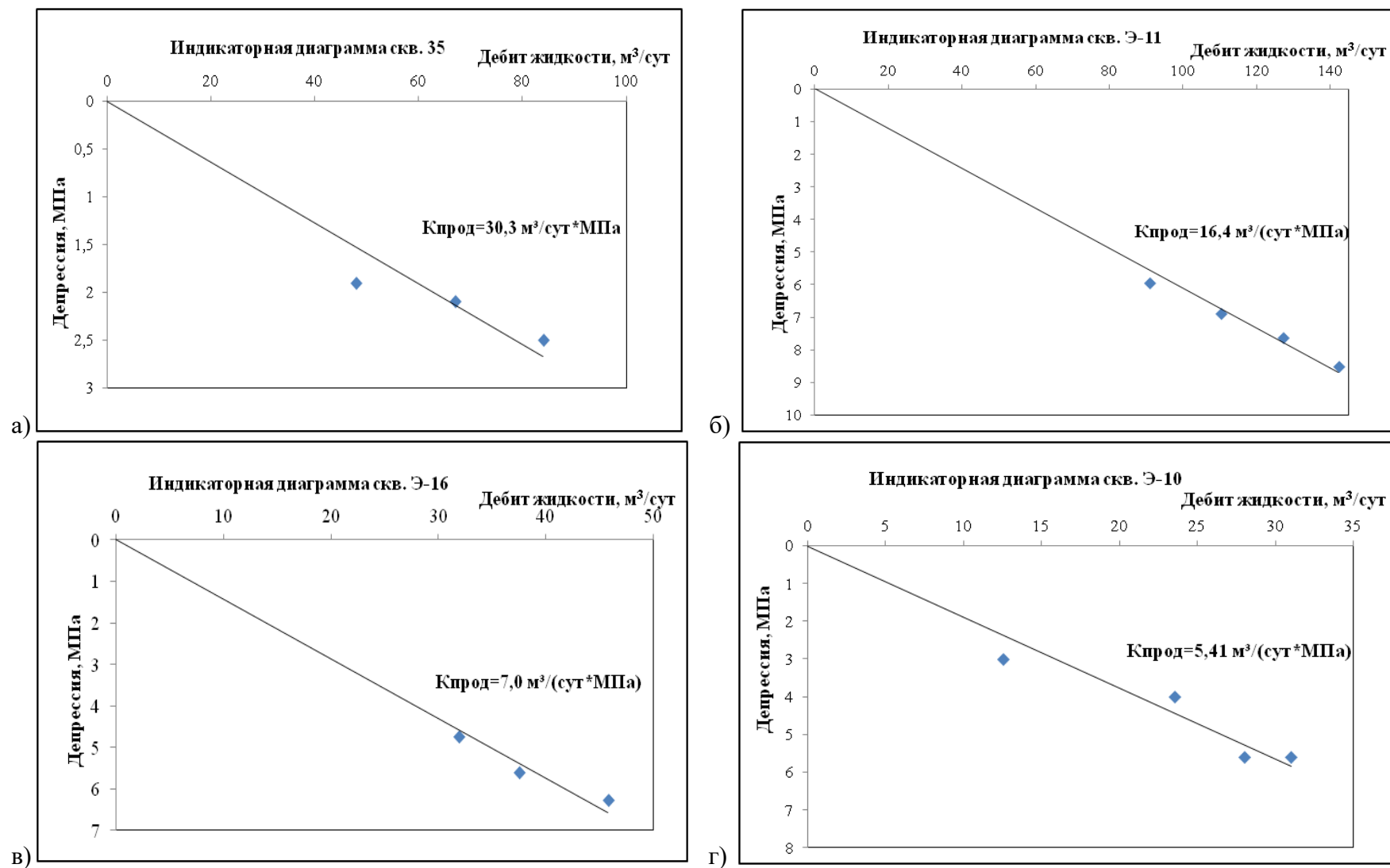


Рисунок 3.1 – Индикаторные диаграммы по скважинам а) 35, б) Э-10, в) Э-11, г) Э-16

Таблица 3.1.1 - Месторождение Каратурун Морской. Гидродинамические исследования скважин за период 2013-01.01.2023 гг.

Горизонт	Скважина	Дата проведения	Вид исследования	Интервал исследования, м	Эффективная толщина, м	Глубина замера, м	Пластовая температура, °С	Диаметр штуцера, мм	Забойное давление, МПа	Пластовое давление, МПа	Депрессия	Дебит нефти, м³/сут	Дебит жидкости, м³/сут	Проницаемость, мкм2	Коэффициент продуктивности, м³/сут/ МПа	Удельный коэффициент продуктивности, м3/сут/МПа/м	Гидропроводность, мкм²* м/сПз	Пьезопроводность, см²/с	Скин-фактор
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
II-объект																			
Ю-V	35	12-19.06.2013 г.	МУО	-	-	-	-	6	8,7	10,6	1,9	48	-	30,3	-	-	-	-	-
				-	-	-	-	8	8,5		2,1	67	-	-	-	-	-	-	-
				-	-	-	-	10	8,1		2,5	83	-	-	-	-	-	-	-
			КВД	-	-	-	-	-	-		-	-	0,298	36	-	0,576	-	3,78	-
Ю-V	37	11.11.2017 г.	КВД	988-990; 992,5-995	4,5	993,5	38,7	-	-	9,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	1,18	0,1	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	-	21	7,85	2,01	0,4	4,6	0,0595	2,4
III-объект																			
Ю-VIII	Э-10	11.07-20.07.2018 г	МУО	1058,6-1061,5; 1063,2-1065	4,7	1061	-	8	5,5	11,1	5,6	-	31	-	5,41	1,15	-	-	-
								4	8,1		3	-	12,5						
								5	7,1		4	-	23,4						
								6	5,5		5,6	-	28						
Ю-VIII	Э-11	30.12.2018- 14.01.2019 гг.	МУО	1061,4-1065,4; 1067-1068	5,6	1065	42,3	7	4,21	11,1	6,89	-	11,1	0,571	16,4	2,93	0,499	0,0089	0,484
								6	5,16		5,94	-	9,1						
								7	3,47		7,63	-	12,7						
			КВД					8	2,52		8,58	-	14,2						
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	11,31	-	34,9	37,5	0,576	7	1,892	1,89	0,03	4,8
								6	5,709			37,5	39,6						
								5	6,578			31,9	32,4						
								6	5,172			37,6	44,3						
								7	5,046			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	0,63	0,18	2,867	0,00298	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	3,31	0,5	2,09	0,1	8,5



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	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	8,46	1,06	1,16	0,06	-3,61
Ю-IX, Ю-Х	116	13-18.10.2021 г.	КВД	1077,4-1081,4м; 1084-1088,3 (Ю-VIII); 1091-1100м (Ю-IX); 1128-1140,7м (Ю-Х).	29,9	1077	41,7	5	10,5	11,3	0,8	-	43	0,4	0,5	0,01	1,8	2,5	8,6
Ю-IX, Ю-Х	114	19-23.10.2021 г.	КВД	1096,2-1104,7м; 1133,9-1135,1м; 1136,6-1140м.	13,1	1096	42,3	5	10,9	11,4	0,5	-	44	1,5	0,7	0,05	2	7,5	12,6
Ю-IX, Ю-Х	107	01-04.11.2021 г.	КВД	1134,3-1137,9м (Ю- Х); 1102,3-1105,7м; 1096,9-1099,8м (Ю- IX).	9,9	1039	43,4	5	10,9	11,3	0,4	-	35	1,8	0,7	0,05	6,1	2,9	9,5



Как видно из таблицы 3.1.1., по **II объекту (горизонты Ю-IV, Ю-V)** исследования методом восстановления давления (КВД) провели в 5 скважинах (Э-8, 35, 37, 103, ЭР-19).

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 – 0,003 см²/с, гидропроводность – 0,181 мкм²*м/сПз, скин-фактор отрицательный – минус 3,85.

Скважина 103 была исследована методом КВД с 26-марта по 3-е 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 – 1,18 м³/сут/МПа, пьезопроводность – 0,027 см²/с, гидропроводность – 0,52 мкм²*м/сПз, скин-фактор положительный – 12,2, что означает 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 – 2,01 м³/сут/МПа, пьезопроводность – 0,0595 см²/с, гидропроводность – 4,6 мкм²*м/сПз, скин-фактор положительный – 2,4, что свидетельствует о загрязнённости призабойной зоны скважины.

По **III объекту (горизонты Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X)** исследования проводились методом восстановления давления (КВД) в 8 скважинах (Э-2, Э-11, Э-16, 102, 107, 109, 114, 116) и методом установившихся отборов (МУО) в 3 скважинах (Э-10, Э-11, Э-16).

Скважина Э-10 была исследована методом МУО с 11 по 20 июля 2018 г. в интервале 1058,6-1061,5; 1063,2-1065, на четырех режимах. Дебит жидкости колеблется между 12,5-28 м³/сут. Высокий дебит жидкости получен при использовании штуцера диаметром 6 мм. Также при исследовании определены следующие параметры: пластовое давление, которое составило 11,1 МПа и коэффициент продуктивности – 5,41 м³/сут/МПа.

Скважина Э-11 была исследована с 30-го декабря 2018 г. по 14 января 2019 г. в интервале 1061,4-1065,4; 1067-1068, методом МУО (на трех режимах) и КВД. В результате были определены следующие параметры: пластовое давление которое составило 11,1 МПа, проницаемость – 0,571 мкм², коэффициент продуктивности – 16,4 м³/сут/МПа, пьезопроводность – 0,0089 см²/с, гидропроводность – 0,499 мкм²*м/сПз, скин-фактор положительный - 0,484. Призабойная зона скважины загрязнена.



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 с 27-го 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 – 0,63 м³/сут/МПа, пьезопроводность – 0,00298 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 – 3,31 м³/сут/МПа, пьезопроводность - 0,1 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 мкм², коэффициент продуктивности – 8,46 м³/сут/МПа, пьезопроводность - 0,06 см³/с, гидропроводность – 1,16 мкм²*м/сПз, скин-фактор отрицательный - минус 3,61.

Скважина 116 была исследована методом 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 мкм², коэффициент продуктивности – 0,5 м³/сут/МПа, пьезопроводность – 2,5 см²/с, гидропроводность – 1,8 мкм²*м/сПз, скин-фактор положительный - 8,6. ПЗС загрязнена.

Скважина 114 была исследована 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 мкм², коэффициент продуктивности – 0,7 м³/сут/МПа, пьезопроводность – 7,5 см²/с, гидропроводность – 2 мкм²*м/сПз, скин-фактор положительный - 12,6. Что свидетельствует об загрязнённости ПЗС.

Скважина 107 была исследована с 1 по 4 ноября 2021 г. в интервале 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 мкм², коэффициент продуктивности – 0,7 м³/сут/МПа, пьезопроводность – 2,9 см²/с, гидропроводность – 6,1 мкм²*м/сПз, скин-фактор положительный - 9,5. ПЗС загрязнена.

Выводы и рекомендации:

- За период с 2013 г. по 01.01.2023 г. было проведено 17 гидродинамических исследований, из них 13 исследований методом КВД, 4 исследований МУО.
- Согласно данным полученным в результате исследований, наилучшими свойствами по продуктивности характеризуется горизонт Ю-VIII, где значение коэффициента продуктивности составило 16,4 м³/сут/МПа. По горизонту Ю-X, продуктивность составила – 8,46 м³/сут/МПа. Затем горизонт Ю-IX, продуктивностью 7 м³/сут/МПа.
- В 2-х скважинах (103, ЭР-19) II-го объекта, а также в 7 скважинах (Э-11, Э-16, Э-2, 102, 107, 114, 116) III-го объекта выявился положительный показатель скин-фактора.
- Во всех скважинах с положительным скин-фактором необходимо провести мероприятия по очистке призабойной зоны скважины
- Забойное давление по добывающим скважинам определяются расчетным путем, по результатам которого полученные забойные давления по трем объектам выше давления насыщения.
- Необходимо систематически проводить гидродинамические исследования скважин, соблюдая периодичность в соответствии с «Едиными правилами ...» [1] и рекомендациями предыдущих отчетов [3, 15].



3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

Месторождение Каратурун Морской введено в разработку в 2013 г.

В настоящее время месторождение Каратурун Морской находится в промышленной разработке согласно отчету «Проект разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 10.10.2020 г.» [3].

По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении Каратурун Морской в промышленной разработке находится 3 объекта в соответствии с Проектом разработки месторождения Каратурун Морской [2]:

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).

Необходимо отметить, что в 2022 г. АО «НИПИнефтегаз» был защищен отчет «Прирост запасов нефти и газа», в рамках которого утверждены геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа, газа газовых шапок месторождения Каратурун Морской (Протокол ГКЗ № 2453-22 –У от 08.09.2022 г.) [16].

3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, их текущих дебитов, обводненности и приемистости скважин

По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождение всего пробурено 52 скважины, в том числе: эксплуатационный фонд составил – 36 ед., из них: 26 – добывающих и 8 – в освоении; 7 – ликвидированных и 1 - в консервации. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется фонтанными и механизированными (ВШНУ) способами.

На дату анализа (01.01.2023) в бездействующем фонде числится 4 скважины (33, 34, Э-14, Э-8) скважин. К причинам бездействия относятся: высокое обводнение (33, Э-8 и 34), и обрыв НКТ диаметром 73 мм (Э-14).

После утверждения Анализа разработки были пробурены 2 скважины (112,113).

Характеристика структуры фонда скважин месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2023 г. приведена в таблице 3.2.1.

Распределение действующих добывающих скважин объектов разработки месторождения Каратурун Морской по дебитам нефти и обводненности жидкости по состоянию на 01.01.2023 г. приведено в таблице 3.2.2.



Таблица 3.2.1 - Месторождение Каратурун Морской. Характеристика фонда скважин на 01.01.2023 г.

Наименование	Характеристика фонда	Кол-во скважин	I объект	II объект (основной)	III объект
Фонд добывающих скважин	Добывающие	36	2 (18,34)	25 (33; 35; 36; 37; Э-1; Э-4; Э-5; Э-6; Э-7; Э-8; Э-10; Э-12, Э-13; Э-14; Э-15; ЭР-18; ЭР-19; КМ-1; ЭР-17; 102; 103; 101; 104; 112, 113)	9 (32; Э-2; Э-9; Э-11; ЭР-16; 106; ЭР-20; 107; 105)
	в т.ч. действующие,	29	1 (18)	20 (35; 36; 37; Э-1; Э-4; Э-5; Э-6; Э-7; Э-10; Э-13; Э-15; ЭР-18; ЭР-19; КМ-1; ЭР-17; 102; 103; 101; 104; 112)	8 (32; Э-2; Э-9; Э-11; ЭР-16; 106; ЭР-20; 107)
	из них: ВШНУ	25	1 (18)	16 (35; 36; 37; Э-1; Э-4; Э-5; Э-6; Э-7; Э-13; Э-15; КМ-1; ЭР-17; 101; 102; 103; 104)	8 (32; Э-2; Э-9; Э-11; ЭР-16; 106; ЭР-20; 107)
	в фонт. режиме	4		4 (Э-10; ЭР-18; ЭР-19; 112)	
	в простое	3		2 (113, Э-12;)	1 (105)
	бездействующие	4	1 (34)	3 (33; Э-8; Э-14)	
	в ожидании освоения	8		8 (108; 109; 110; 111; 114; 115; 116; 118)	
В консервации		1		1 (21)	
Ликвидированы		7		7 (17; 22; 23; 30; 31; 117; 119)	
Всего		52			

Таблица 3.2.2 – Месторождение Каратурун Морской. Распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти и обводненности на 01.07.2022 г.

Объект разработки	Обводненность, %	Распределение скважин по диапазону изменения дебита				Среднесуточный дебит по нефти	Средняя обводненность скважин, %	Всего
		< 10	10-20	20-30	30-40			
I объект	60-70 %			1 (18)		19,7	62 %	1
II объект	<40 %				1 (103)	39,3	38 %	1
	40-60 %	1 (37)	2 (Э-13, Э-10)	2 (ЭР-19, ЭР-18)	3 (112, Э-1, 104)	24,9	51 %	8
	60-75 %		10 (101, 36, Э-15, КМ-1, ЭР-17, Э-7, Э-6, 102, Э5, 35)	1 (Э-4*)		14,0	66 %	11
	всего	1	12	3	4		21	
III объект	40-50 %		2 (32, Э-11)			13,3	46 %	2
	50-60 %	1 (105)**	3 (ЭР-20, Э-9, ЭР-16)			12,2	53 %	4
	60-70 %	1 (106)	2 (Э-2, 107)			12,3	65 %	3
	всего	2	7				9	
В целом	<40 %				1 (103)	39,3	38 %	1
	40-60 %	2 (37, 105)	7 (Э-13, Э-10, 32, Э-11, ЭР-20, Э-9, ЭР-16)	2 (ЭР-19, ЭР-18)	3 (112, Э-1, 104)	20,5	51 %	15
	60-75 %	1 (106)	12 (101, 36, Э-15, КМ-1, ЭР-17, Э-7, Э-6, 102, Э5, 35, Э-2, 107)	2 (Э-4*, 18)		14,0	66 %	14
	всего	3	19	4	4	17,3	59 %	30**
% действ. фонда скважин		10 %	63 %	13 %	13 %		100 %	

Примечание: *скважина Э-4 отработала 6 дней (был КРС-РИР; ГМПШ), ** скважина 105 (в простое) отработала 4 дня (был КРС)



I объект (Ю-I и Ю-II горизонты)

По состоянию на 01.01.2023 г. ведут 2 скважины (18, 34), из них 1 скважина (18) действующая добывающая и 1 скважина (34) бездействующая.

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.

На дату анализа скважина находится в бездействии с ноября 2018 г. (Ю-II горизонт).

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

За период 2021-2022 гг. скважина работала со средним дебитом 14,6 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.

По состоянию на 01.01.2023 г. текущий дебит нефти и жидкости составил 19,7 т/сут и 30,3 т/сут, соответственно, обводненность – 52 %.

II объект (Ю-IV и Ю-V горизонты)

Добывающий фонд II объекта разработки составляет 25 ед. из них 4 скважина (33, Э-8, Э-14, 113) в бездействии.

После утверждения Анализа разработки были пробурены 2 скважины 112, 113, скважина 113 на дату анализа в бездействующем фонде.

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 сентябре 2022 г. скважина была закрыта в связи с затовариванием нефти (отработанное время – 17 дней). За период март-декабрь 2022г. скважина работала со средним дебитом 11,7 т/сут и обводностью 43%.

На дату составления анализа текущий дебит нефти и жидкости составил 30,5 т/сут и 30,3 т/сут, соответственно, обводненность – 41 %.

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 %. По состоянию на 01.01.2023 г. скважина закрыта в ожидании КРС.

Скважина 37 была пробурена в июле 2013 г. В 2021 г. январь-февраль скважина бездействовала по причине КРС. В марте того же года были проведены перфорационные работы на горизонте Ю-IV. За период 2021-2022 г. скважина работала со средним дебитом



3,9 т/сут и обводненностью 61 %. Как видно из таблицы 5.1.2 скважина является малодебитной.

По состоянию на 01.01.2023 г. текущий дебит нефти и жидкости составил 9,4 т/сут и 23,0 т/сут, соответственно, обводненность – 59 %.

Скважина Э-1 после бурения введена в эксплуатацию в ноябре 2018 г. За рассматриваемый период скважина работала стабильно со средним дебитом нефти 33,8 т/сут и обводненностью 48%.

На дату анализа средний дебит нефти и жидкости составил 37,1 т/сут и 76,7 т/сут, обводненность – 52 %.

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

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

За рассматриваемый период скважина работала стабильно со средним дебитом 13,2 т/сут и обводненностью 53 %.

III объект (Ю-IV и Ю-V горизонты)

Добывающий фонд III объекта разработки составляет 9 ед. Все скважины действующие добывающие.

Скважина 32 в июле 2021 г. была переведена с 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).

На дату анализа текущий дебит нефти и жидкости составил 11,8 т/сут и 23,4 т/сут, обводненность – 50 %.

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 %.



На дату анализа текущий дебит нефти и жидкости составил 8,6 т/сут и 23,6 т/сут, обводненность – 63 %.

Характеристика текущих дебитов действующих добывающих скважин, а так же накопленных отборов по объектам разработки показана на карте разработки и на картах накопленных отборов, соответственно (приложения 21-26).

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 анализируемый период май 2021 г. – декабрь 2022 г. скважина работала стабильно со средним дебитом нефти 22 т/сут и обводненностью 56 %.

На дату анализа текущий дебит нефти и жидкости составил 8,6 т/сут и 23,6 т/сут, обводненность – 63 %.

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 дату анализа текущий дебит нефти и жидкости составил 7,3 т/сут и 16,5 т/сут, обводненность – 55 %.

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 (2018-2022 гг.) представлены в таблицах 3.2.2.1-3.2.2.4 и на рисунках 3.2.2.1-3.2.2.4.

1 объект (горизонты Ю-I и Ю-II)

За период 2018-2021 гг. показатели добычи нефти и жидкости (от 1,0 тыс.т. до 4,9 тыс.т и от 2,4 тыс. т до 9,2 тыс.т, соответственно), так же среднесуточного дебита нефти и жидкости (от 2,0 тыс.т. до 14,3 тыс.т. и от 4,9 тыс. т. до 27,1 тыс.т, соответственно) увеличивались за счет увеличения коэффициента эксплуатации (от 0,7 д.ед. до 0,9 д.ед.), при этом фонд скважин не менялся (добывающих фонд – 2 ед, из них действующих – 1 ед.).

Как видно на рисунке 3.2.2.1 и в таблице 3.2.2.1, в период 2018-2021 г. обводненность оставалась на уровне 60 – 61 %, в 2021 г. снизилась до 47 %, за счет увеличения добычи нефти. В апреле того года в скважине 18 провели ремонтные работы, по результатам которых выросла добыча нефти с последующим ее падением.



В 2021-2022 г. добыча нефти оставалась на уровне 4,9 тыс.т., а так же среднесуточный дебит нефти – на уровне 14,3 – 14,6 т/сут.

За рассматриваемый период 2018-2022 гг. газовый фактор был на уровне 30 – 31 м³/т.

По состоянию на 01.01.2023 г. годовая добыча нефти составила 149,2 тыс.т, жидкости – 370,2 тыс.т. Среднегодовая обводненность на уровне 57 %, газовый фактор – 31 м³/т. Текущий дебит нефти составил 14,6 т/сут, жидкости – 33,6 т/сут. Накопленная добыча нефти составила 20,2 тыс.т, жидкости – 46,5 тыс.т. Текущий КИН составил 0,059 д.ед.

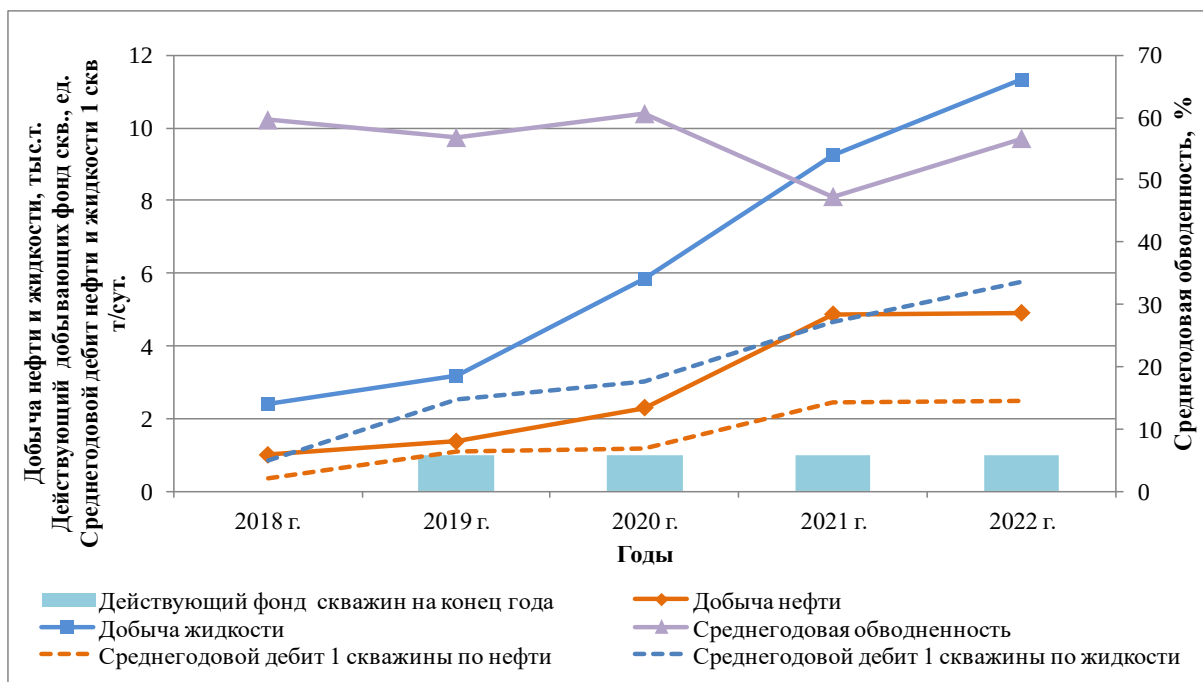


Рисунок 3.2.2.1 – Месторождение Каратурун Морской. I объект разработки (горизонты Ю-I и Ю-II). Динамика основных показателей разработки за период 2018–2022 гг.

Таблица 3.2.2.1 – Месторождение Каратурун Морской. I объект разработки (горизонты Ю-I и Ю-II). Динамика основных показателей разработки за период 2018–2022 гг.

№ пп	Показатели	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Добыча нефти	тыс.т	1,0	1,37	2,30	4,9	4,9
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	6,70	8,1	10,4	15,3	20,2
3	Добыча нефтяного газа	тыс. м ³	0,03	0,04	0,07	0,15	0,15
4	Накопленная добыча нефтяного газа	тыс. м ³	0,211	0,253	0,324	0,474	0,626
5	Газовый фактор	м ³ /т	30,0	31,1	31	31	31
6	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов	%	0,66	4,89	8,21	17,39	18,88
7	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов	%	0,69	6,88	13,1	38,2	84,2
8	Среднегодовая обводненность	%	60	57	61	47	57
9	Добыча жидкости	тыс.т	2,4	3,17	5,83	9,2	11,3
10	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	16,9	20,1	25,9	35,1	46,5
11	Фонд добывающих скважин	ед.	2	2	2	2	2
12	Действующий фонд скважин на конец года	ед.	0	1	1	1	1
13	Ввод новых скважин из бурения	ед.	0	0	0	0	0
14	Среднесуточный дебит 1 скважины по нефти	т/сут	2,0	6,3	6,9	14,3	14,6

Продолжение таблицы 3.2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8
15	Среднесуточный дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	4,9	14,7	17,6	27,1	33,6
16	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скв.	д.ед.	0,7	0,6	0,9	0,9	0,9
17	Коэфф. использования добывающего фонда скв.	д.ед.	0	0,5	0,5	0,5	0,5
18	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	4,4	28,8	37,1	54,5	77,6
19	Текущий КИН	д.ед.	0,006	0,022	0,028	0,041	0,059

II объект (горизонты Ю-IV и Ю-V)

За период 2018-2021 гг. наблюдался рост добычи нефти и жидкости, что связано с вводом новых добывающих скважин из бурения (2018 г. – 2 ед, 2019 г. – 1 ед, 2020 г. – 3 ед, 2021 г. – 2 ед). В 2021 г. наблюдается рост добычи нефти до 120,6 тыс.т (в 2020 г. – 87,5 тыс.т), обводненность снизилась с 64 % (2020 г.) до 56 %.

По состоянию на 01.01.2023 г. годовая добыча нефти составила 110,2 тыс.т, жидкости – 274,8 тыс.т. Газовый фактор составил 31 м³/т, среднегодовая обводненность – 60 %. Текущий дебит нефти составил 15,6 т/сут, жидкости – 38,8 т/сут. Накопленная добыча нефти составила 122,6 тыс.т, жидкости – 240,2 тыс.т. Текущий КИН составил 0,083 д.ед.

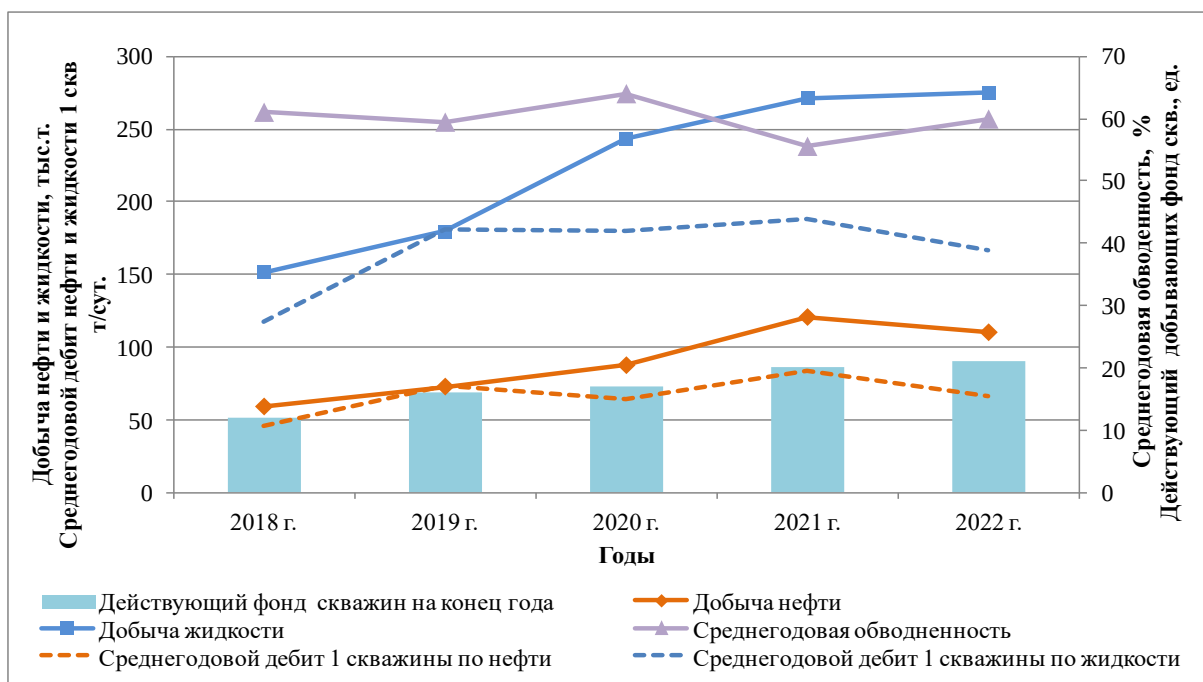


Рисунок 3.2.2.2 – Месторождение Каратурун Морской. II объект разработки (горизонты Ю-IV и Ю-V). Динамика основных показателей разработки за период 2018–2022 гг.

Таблица 3.2.2.2 – Месторождение Каратурун Морской. II объект разработки (горизонты Ю-IV и Ю-V). Динамика основных показателей разработки за период 2018–2022 гг.

№	Показатели	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Добыча нефти	тыс.т	59,1	72,8	87,5	120,6	110,2
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	265,13	337,93	425,43	546,21	656,36
3	Добыча нефтяного газа	млн. м ³	1,82	2,2	2,7	3,7	3,4



продолжение таблицы 3.2.2.2

1	2	3	4	5	6	7	8
4	Накопленная добыча нефтяного газа	млн. м ³	8,2	10,4	13,2	16,9	20,3
5	Газовый фактор	м ³ /т	31	30	31	31	31
6	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов	%	7,50	8,85	10,63	14,66	10,00
7	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов	%	11,30	15,0	22,0	43,6	24,7
8	Среднегодовая обводненность	%	61	59	64	56	60
9	Добыча жидкости	тыс.т	151,6	179,4	243,0	271,4	274,8
10	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	609,7	789,1	1032,1	1303,5	1578,3
11	Фонд добывающих скважин	ед.	15	18	21	23	25
12	Действующий фонд скважин на конец года	ед.	12	16	17	20	21
13	Ввод новых скважин из бурения	ед.	2	1	3	2	1
14	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	10,7	17,1	15,0	19,5	15,6
15	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	27,5	42,2	42,0	43,9	38,8
16	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скв.	д.ед.	0,8	0,7	0,9	0,8	0,8
17	Коэфф. использования добывающего фонда скв.	д.ед.	0,8	0,9	0,8	0,9	0,8
18	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	33,6	42,9	51,7	66,4	59,6
19	Текущий КИН	д.ед.	0,118	0,159	0,201	0,258	0,231

III объект (Ю-IV и Ю-V горизонты) введен в разработку в 2020 г. согласно ПР 2020 [3].

Как видно из рисунка 3.2.2.4 и таблицы 3.2.2.4, в период 2020-2021 гг. наблюдался рост добычи нефти и жидкости, за счет ввода скважин из бурения (2020 г. – 3 ед, 2021 г. – 4 ед). При этом среднегодовой дебит нефти уменьшился с 43 т/сут в 2020 г. до 12,2 т/сут в 2021 г.

По состоянию на 01.01.2023 г. годовая добыча нефти составила 34,1 тыс.т, жидкости – 84,1тыс.т. Среднегодовая обводненность составила 59 %, газовый фактор – 30,1 м³/т. Текущий дебит нефти составил 12,2 т/сут, жидкости – 30,1 т/сут. Накопленная добыча нефти составила 122,6 тыс.т, жидкости – 240,2 тыс.т. Текущий КИН составил 0,083 д.ед.

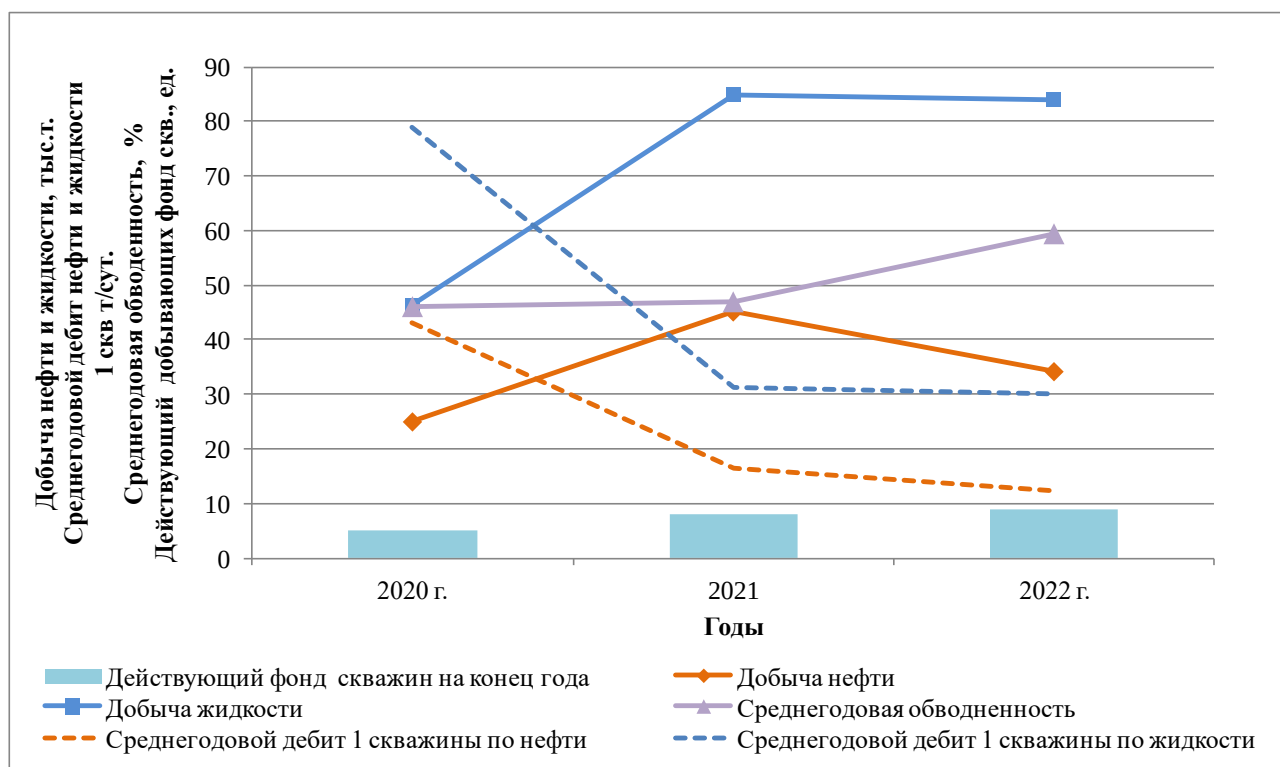


Рисунок 3.2.2.3 – Месторождение Каратурун Морской. III объект разработки (горизонты Ю-VIII, Ю-IX и Ю-X). Динамика основных показателей разработки за период 2020–2022 гг.

Таблица 3.2.2.3 – Месторождение Каратурун Морской. III объект разработки (горизонты Ю-VIII, Ю-IX и Ю-X). Динамика основных показателей разработки за период 2020–2022 гг.

№	Показатели	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	2	3	4	5	6
1	Добыча нефти	тыс.т	24,9	45,1	34,1
2	Накопленная добыча нефти*	тыс.т	43,4	88,5	122,6
3	Добыча нефтяного газа	тыс. м ³	0,8	1,3	1,0
4	Накопленная добыча нефтяного газа*	тыс. м ³	2,13	3,396	4,43
5	Газовый фактор	м ³ /т	31	28	30
6	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов	%	10,65	19,27	7,40
7	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов	%	13,1	31,0	10,1
8	Среднегодовая обводненность	%	46	47	59
9	Добыча жидкости	тыс.т	46,2	85,0	84,1
10	Накопленная добыча жидкости*	тыс.т	71,1	156,1	240,2
11	Фонд добывающих скважин	ед.	5	9	9
12	Действующий фонд скважин на конец года	ед.	5	8	9
13	Ввод новых скважин из бурения	ед.	3	4	0
14	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	43,0	16,5	12,2
15	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	79,0	31,2	30,1
16	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скв.	д.ед.	0,3	0,5	0,9
17	Коэфф. использования добывающего фонда скв.	д.ед.	0,3	0,6	0,4
18	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	18,5	37,8	26,6
19	Текущий КИН	д.ед.	0,06	0,118	0,083

Примечание * - с учетом испытаний

В целом по месторождению

За период 2018-2021 гг. наблюдался рост добычи нефти и жидкости (с 60,1 тыс. т в 2018 г, до 170,6 тыс.т в 2021 г.), а что связано с вводом новых добывающих скважин из

бурения. За рассматриваемый период (2018-2022 г.) было пробурено 19 скважин. В 2021 г. обводненность снизилась с 61% (2020 г.) до 53 % (2021 г.), при росте добычи нефти до 170,6 тыс.т (в 2020 г. – 114,7 тыс.т).

По состоянию на 01.01.2023 г. годовая добыча нефти составила 149,2 тыс.т, жидкости – 370,2 тыс.т. газовый фактор составил 31 м³/т, среднегодовая обводненность – 60 %. Текущий дебит нефти составил 14,6 т/сут, жидкости – 36,3 т/сут. Накопленная добыча нефти составила 799,1 тыс.т, жидкости – 1864,9 тыс.т. Текущий КИН составил 0,172 д.ед.

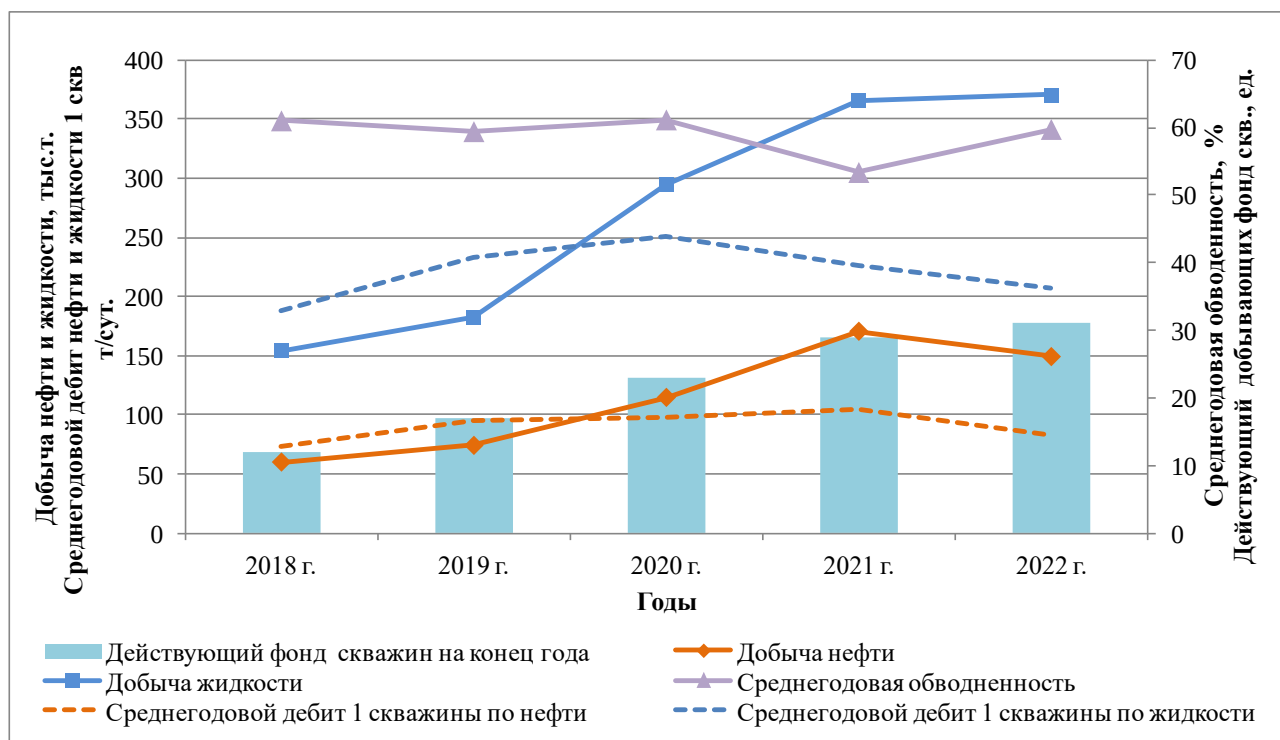


Рисунок 3.2.2.4 – Месторождение Каратурун Морской. Динамика основных показателей разработки за период 2018–2022 гг.

Таблица 3.2.2.4 – Месторождение Каратурун Морской. Динамика основных показателей разработки за период 2018–2022 гг.

№	Показатели	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Добыча нефти*	тыс.т	60,1	74,2	114,7	170,6	149,2
2	Накопленная добыча нефти*	тыс.т	275,4	366,7	496,21	650,0	799,1
3	Добыча нефтяного газа	тыс. м ³	1,85	2,26	3,54	5,12	4,61
4	Накопленная добыча нефтяного газа*	тыс. м ³	8,4	10,7	15,7	20,8	25,4
5	Газовый фактор	м ³ /т	31	31	31	30	31
6	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов	%	6,40	7,9	10,6	15,7	9,4
7	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов	%	9,1	13,0	19,5	39,2	18,9
8	Среднегодовая обводненность	%	61,0	59,4	61,1	53	60
9	Добыча жидкости*	тыс.т	154,0	182,6	295,0	365,6	370,2
10	Накопленная добыча жидкости*	тыс.т	626,6	842,2	1129,2	1494,7	1864,9
11	Фонд добывающих скважин	ед.	17	20	28	34	36
12	Действующий фонд скважин на конец года	ед.	12	17	23	29	31

продолжение таблицы 3.2.2.4

1	2	3	4	5	6	7	8
13	Ввод новых скважин из бурения	ед.	2	5	6	5	1
14	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	12,8	16,6	17,1	18,4	14,6
15	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	32,9	40,9	44,0	39,5	36,3
16	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скв.	д.ед.	0,9	0,7	0,8	0,7	0,7
17	Коэфф. использования добывающего фонда скв.	д.ед.	0,7	0,9	0,6	0,7	0,7
18	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	29,0	33,8	45,7	59,9	50,3
19	Текущий КИН	д.ед.	0,080	0,113	0,153	0,201	0,172

Примечание * - с учетом испытаний

3.2.3 Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

В таблицах 3.2.3.1-3.2.3.4 приведены проектные технологические показатели разработки месторождения за 2021 из отчета «Проект разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2020 г.», за 2022 гг. из отчета «Анализ разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2021 г.» [15] по объектам разработки и месторождению в целом.

В проектном документе «Анализ разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.10.2021 г.» в утвержденном варианте было предусмотрено:

- для эксплуатации I объекта разработки (горизонты Ю-I+II) – предусмотрен перевод скважины 34 под испытание в ППД на II объект. Общий фонд добывающих скважин составит 1 ед.;
- для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV+V) – ввод в эксплуатацию 3 проектных скважин в 2021 г., ввод в эксплуатацию 6 добывающих скважин в 2022 г., пробуренных согласно ПР 2020 г., ввод скважин 108 и 113 в эксплуатацию, ввод пробуренной скважины 118 из резервного фонда в 2022 г. Также предусмотрено дополнительно пробурить 5 добывающих резервных скважин в 2023 г. Предусмотрен перевод скважины ЭР-18 с III объекта в 2021 г. и перевод скважины 33 под испытание в ППД. Общий фонд добывающих скважин составит 36 ед.
- для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VIII+IX+X) - предусмотрен ввод в эксплуатацию 4 резервных скважин в 2021 г., перевод скважины Э-9 и 32 со II объекта в 2021 г. Общий фонд добывающих скважин составит 9 ед.

Необходимо отметить, что в 2022 г. АО «НИПИнефтегаз» был защищен отчет «Прирост запасов нефти и газа», в рамках которого утверждены геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа, газа газовых шапок месторождения Каратурун Морской (Протокол ГКЗ № 2453-22 –У от 08.09.2022 г.) [16].

I объект (горизонты Ю-I и Ю-II)



В 2021 г. основные фактические показатели разработки значительно отстают от проектных.

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. Фонд добывающих скважин больше проектного на 1 ед. Согласно АР 2021 г., в 2022 г. был предусмотрен перевод скважины 34 под испытание в ППД на II объект, на дату состояния отчета скважина в бездействующем фонде.

Таблица 3.2.3.1 – Месторождение Каратурун Морской. I объект (горизонты Ю-I и Ю-II). Сравнение проектных и фактических показателей разработки за период 2021-2022 гг.

№ п/п	Показатели	2021		2022	
		проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти	1,40	4,9	4,2	4,9
2	Накопленная добыча нефти	10,70	15,3	19,5	20,2
3	Добыча нефтяного газа	0,04	0,15	0,1	0,2
4	Накопленная добыча нефтяного газа	0,34	0,5	0,6	0,6
5	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов	4,8	17,4	14,90	18,88
6	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов	7,30	38,22	32,70	84,20
7	Среднегодовая обводненность	72,00	47,3	59,0	56,6
8	Добыча жидкости	4,80	9,2	10,20	11,32
9	Накопленная добыча жидкости	28,40	35,1	45,2	46,5
10	Фонд добывающих скважин	2	2	1	2
11	Действующий фонд скважин на конец года	2	1	1	1
12	Ввод новых скважин из бурения	0	0	0	0
13	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	2,40	14,28	12,70	14,57
14	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	8,60	27,09	31,10	33,58
15	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скв.	0,9	0,9	0,9	0,9
16	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	38,3	54,5	69,5	77,6
17	Текущий КИН	0,029	0,041	0,053	0,059

II объект (горизонты Ю-IV и Ю-V)

В 2021 г. основные фактические показатели разработки значительно отстают от проектных.

В 2022 г. фактические показатели добычи нефти, попутного газа и жидкости отстают от проектных на 24-44 % и составили: по нефти – 136,5 тыс.т против 110,2 тыс.т, по нефтяному газу – 4,9 млн.м³ против 3,4 млн.м³, по жидкости – 340,6 тыс.т против 274,8 тыс.т, соответственно. Расхождения по добыче связаны с отставанием фактического действующего фонда от проектного на 8 единиц (29 ед. против 21 ед.). При этом расхождение между проектными и фактическими дебитами нефти и жидкости, а так же коэффициентами эксплуатации в пределах допустимых 10 %.



Таблица 3.2.3.2 – Месторождение Каратурун Морской. II объект (горизонты Ю-IV и Ю-V). Сравнение проектных и фактических показателей разработки за период 2021-2022 гг.

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2021		2022	
			проект	факт	проект	факт
1	2	3	6	7	8	9
1	Добыча нефти	тыс.т	93,5	120,6	136,5	110,2
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	522,9	546,2	682,6	656,4
3	Добыча нефтяного газа	млн. м ³	3,0	3,7	4,9	3,4
4	Накопленная добыча нефтяного газа	млн. м ³	13,4	16,9	21,8	20,3
5	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов	%	11,4	14,7	11,9	10,0
6	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов	%	23,8	43,6	22,6	24,7
7	Среднегодовая обводненность	%	63,7	56	60	60
8	Добыча жидкости	тыс.т	257,6	271,4	340,6	274,8
9	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	1249,2	1303,5	1644,1	1578,3
10	Фонд добывающих скважин	ед.	30	23	31	25
11	Действующий фонд скважин на конец года	ед.	27	20	29	21
12	Ввод новых скважин из бурения	ед.	5	2	9	1
13	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	11,3	19,5	16,6	15,6
14	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	32,8	43,9	41,5	38,8
15	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скв.	д.ед.	0,9	0,8	0,9	0,8
16	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	63,5	66,4	59,4	59,6
17	Текущий КИН	д.ед.	0,247	0,258	0,322	0,231

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

Как видно из таблицы 3.2.3.3, за период 2021 г. фактические показатели добычи нефти и жидкости на уровне проектного. При этом фактический дебит нефти ниже запроектированного (28,0 т/сут против 16,5 т/сут по нефти и 48,6 т/сут против 31,2 т/сут по жидкости). Так же фактический действующий фонд (8 ед. против 5 ед.) работали с меньшим коэффициентом эксплуатации (0,5 д.ед.), чем было запроектировано (0,9 д.ед.).

В 2022 г. фактические показатели дебита нефти жидкости превышают проектные на 28-29 % и составили по нефти – 8,8 т/сут против 12,2 т/сут, по жидкости – 21,2 т/сут против 30,1 т/сут. Связи с чем добыча нефти и жидкости больше проектных на 32-34 % и составили по нефти – 23,2 тыс.т против 34,1 тыс.т, по жидкости – 55,8 тыс.т против 84,1 тыс.т.

Таблица 3.2.3.3 – Месторождение Каратурун Морской. III объект (горизонты Ю-VIII, Ю-IX и Ю-X). Сравнение проектных и фактических показателей разработки за период 2021-2022 гг.

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2021		2022	
			проект	факт	проект	факт
1	2	3	4	5	6	7
1	Добыча нефти	тыс.т	49,6	45,1	23,2	34,1
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	100,9	88,5	72,1	122,6
3	Добыча нефтяного газа	млн. м ³	1,50	1,27	0,70	1,03
4	Накопленная добыча нефтяного газа	млн. м ³	2,90	3,40	3,40	4,43
5	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов	%	21,20	19,3	9,9	7,4
6	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов	%	27,10	31,0	12,5	10,1
7	Среднегодовая обводненность	%	42,40	46,9	58,0	59,4



Продолжение таблицы 3.2.3.3

1	2	3	4	5	6	7
8	Добыча жидкости	тыс.т	86,10	85,0	55,8	84,1
9	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	166,40	156,1	181,2	240,2
10	Фонд добывающих скважин	ед.	6	9	9	9
11	Действующий фонд скважин на конец года	ед.	5	8	8	8
12	Ввод новых скважин из бурения	ед.	0	3	0	0
13	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	28,0	16,5	8,8	12,2
14	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	48,6	31,2	21,2	30,1
15	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скв.	д.ед.	0,90	0,53	0,90	0,9
16	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	43,10	37,8	30,8	26,6
17	Текущий КИН	д.ед.	0,134	0,118	0,096	0,083

В целом по месторождению

В 2021 г. фактические показатели добычи нефти превышали проектные на 18 % (114,5 тыс. т против 170,6 тыс.т). Фактические дебиты нефти и жидкости превышают на 13-27 % (18,5 т/сут против 13,5 т/сут, 39,5 т/сут против 34,2 т/сут, соответственно). При этом фактические добыча жидкости, обводненность, фонд скважин на уровне проектных показателей. Скважины работали с меньшим коэффициентом эксплуатации (0,7 д.ед против 0,9 д.ед).

В 2022 г. фактические показатели добычи нефти и жидкости, обводненности на уровне проектных (расхождение до 10 %). Фактический действующий фонд меньше проектного на 7 ед., коэффициент эксплуатации скважин 0,7 ед. против проектного – 0,9 д.ед. Согласно прогнозным показателям в 2022 г. планировалось бурение 9 скважин, по факту в эксплуатацию из бурения введена скважина 112. На дату составления отчета в бурении находятся 5 скважин (№№ 120, 122, 124, 126, 127).

Таблица 3.2.3.4 – Месторождение Каратурун Морской. Сравнение проектных и фактических показателей разработки за период 2021-2022 гг.

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2021		2022	
			проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти	тыс.т	144,50	170,6	163,9	149,2
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	634,50	650,0	774,2	799,1
3	Добыча нефтяного газа	млн. м ³	4,56	5,1	5,8	4,6
4	Накопленная добыча нефтяного газа	млн. м ³	16,56	20,8	25,8	25,4
5	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов	%	13,3	15,7	11,6	9,4
6	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов	%	13,3	39,2	20,4	18,9
7	Среднегодовая обводненность	%	58,5	53,3	60,0	60
8	Добыча жидкости	тыс.т	348,5	365,6	406,6	370,2
9	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	1444,0	1494,7	1870,5	1864,9
10	Фонд добывающих скважин	ед.	38	34	41	36
11	Действующий фонд скважин на конец года	ед.	34	29	38	31
12	Ввод новых скважин из бурения	ед.	5	5	9	1
13	Средний дебит 1 скважины по нефти	т/сут	13,5	18,4	13,1	14,6
14	Средний дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	34,2	39,5	36,4	36,3
15	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скв.	д.ед.	0,9	0,7	0,9	0,7
16	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	58,5	59,9	54,8	50,3
17	Текущий КИН	д.ед.	0,134	0,201	0,239	0,172



3.2.4 Текущее энергетическое состояние залежей

По предоставленным данным Недропользователя, за рассматриваемый период (2021 г. – 2022 г.) на месторождении Каратурун Морской в скважинах путем пересчета средне динамического уровня эхолотом СУДОС-автомат 2 были определены значения забойного и пластового давлений (таблица 3.2.4.1). Определения проводились ежеквартально, в таблице представлены средние значения за год. На дату выполнения данного отчета объекты месторождения разрабатываются на режиме истощения пластовой энергии.

Таблица 3.2.4.1 – Месторождение Каратурун Морской. Результаты определения значений забойных и пластовых давлений путем пересчета динамического уровня

№ скв.	2021 год		2022 год	
	Рзаб, МПа	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Рпл, МПа
1	2	3	4	5
I-объект, Рнач.пл. – 9,89 МПа, Рнас – 7,33 МПа (горизонт: Ю-I, Ю-II)				
18	7,8	-	6,9	9
Среднее значение по I объекту	7.8		6.9	9
II-объект, Рнач.пл. – 10,9 МПа, Рнас – 5,71 МПа (горизонт: Ю-IV, Ю-V)				
35	7,5	-	5,8	9,2
36	8,21	-	7,7	9,6
37	8	-	4,5	8,9
Э-1	-	-	8,3	9,7
Э-4	-	-	5,4	9,1
Э-5	8,41	-	5,1	9,6
Э-6	9,12	-	8,2	9,9
Э-7	8,11	-	7,6	9,2
Э-10	-	-	9,4	9,7
Э-12	6,69	-	5,1	9,6
Э-13	6,66	-	4,6	9,3
Э-15	7,19	-	6,6	10,6
ЭР-17	-	-	7,6	9,6
ЭР-18	-	-	8,5	9,8
ЭР-19	-	-	8,5	9,6
КМ-1	-	-	9,7	9,9
101	-	-	3,2	9,1
102	-	-	6,3	10,1
103	-	-	7,6	9,5
104	-	-	8,4	9,8
112	-	-	8,9	9,8
113	-	-	7,4	10,6
Среднее значение по II-объекту	7,76	-	7	9,6
III-объект, Рнач.пл. – 10,2 МПа, Рнас – 7,42 МПа (горизонт: Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X)				
32	7,89	-	4,4	9,4
Э-2	10,8	-	8,5	10,6
Э-9	-	-	5,9	10,7
Э-11	-	-	7,7	10,1
ЭР-16	-	-	6	10,6
ЭР-20	-	-	8,7	10,7
105	-	-	5,4	10,5
106	-	-	8,3	10,9
107	-	-	11,6	10,6
Среднее значение по III-объекту	9,3	-	7,4	10,4



Для характеристики энергетического состояния залежей месторождения на дату анализа были построены карты изобар по I и II объектам разработки, (графическое приложение 20) и получены результаты средневзвешенных по площади объектов давлений.

На **I объекте разработки** начальное пластовое давление составило 9,9 МПа, давления насыщения – 7,33 МПа.

Средневзвешенное пластовое давление составило 9,8 МПа, что ниже начального на 0,1 МПа и больше давления насыщения на 2,47 МПа.

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

Средневзвешенное пластовое давление составило 10,2 МПа, что ниже начального на 0,7 МПа и больше давления насыщения на 3,89 МПа.

Для более полной характеристики энергетического состояния залежей в дальнейшем рекомендуется проводить замеры пластовых и забойных давлений в скважинах, в которых не было исследований до и после проведения геолого-технических мероприятий с целью определения влияния на изменения фильтрационных параметров.

Учитывая достаточный малый темп снижения давления при отсутствии ППД – отмечается хорошая поддержка законтурной области.

3.2.5 Анализ выработки запасов углеводородов

Промышленная разработка месторождения Каратурун Морской осуществляется с 2013 г.

Начальные балансовые запасы нефти категории В+С₁ в целом по месторождению составляют 4722 тыс. т, извлекаемые – 1612 тыс. т.

Согласно «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-VIII, Ю-IX, Ю-X горизонты)

С начала разработки на месторождении извлечено 799,1 тыс. т нефти, что составляет 49,6 % начальных извлекаемых запасов нефти. Обводненность жидкости достигла в целом по месторождению 60 %.

В целом по месторождению текущий КИН по состоянию на 01.01.2023 г. составил 0,231 д. ед. при конечном утвержденном КИН – 0,388 д. ед.

Характеристика выработки запасов по состоянию на 01.01.2023 г. приведена в таблице 3.2.5.1.



Таблица 3.2.5.1 – Сведения о выработке запасов нефти по месторождению Каратурун Морской по объектам разработки по состоянию на 01.10.2021 г.

Показатели	I объект	II объект	III объект	В целом по месторождению
Утвержденный КИН, д. ед.	0,076	0,388	0,312	0,335
Текущий КИН, д. ед.	0,059	0,231	0,083	0,172
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	18,88	10,0	7,4	9,4
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	84,2	24,7	10,1	18,9
Накопленная добыча нефти, тыс. т	20,2	656,3	122,6	799,1
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	77,7	59,5	25,3	50,3
Нач. балансовые запасы, тыс. т	339	2839	1544	4722
Нач. извлекаемые запасы, тыс. т	26	1102	484	1612
Остаточные балансовые запасы, тыс. т	318,8	2182,7	1421,4	3922,9
Остаточные извлекаемые запасы, тыс. т	5,8	445,7	361,4	812,9

Как видно из таблицы 3.2.5.1., основные геологические и извлекаемые запасы (60,1% и 68,4%) сосредоточены на II объекте разработки, остальные приходятся на I (7,2% и 1,6%) и III (32,7% и 30%) 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 была приведена только по II объекту разработки, по I и III объектам из-за недостаточной обводнённости нефти анализ не проводился.

Значения вовлеченных запасов нефти, полученные по данным методикам, по II объекту разработки представлены в таблице 3.2.5.2.



Таблица 3.2.5.2 – Месторождение Каратурун Морской. Определение вовлеченных запасов нефти по II объекту.

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
Ю-II	1065,83	0,97	1259,28	0,96	1476,32	0,95	2815,4	0,79	3956,4	0,78

Как видно из таблицы 3.2.5.2, величины вовлеченных запасов нефти, определенные по методикам Пирвердяна А.М., Сазонова Б.Ф. и Максимова М.И., изменяются на II объекте разработки от 1065,83 тыс. т до 1476,32 тыс. т. Методика по Назарова С. Н.-Сипачева Н.В., Сипачева Н.В.-Посевича А.Г, была отбракована в связи с завышенными значениями вовлеченных запасов.

По всем графикам была экстраполированы экстраполированы вовлеченные запасы нефти до 98 % обводненности. Как видно из таблицы 3.2.5.2 наиболее приближена к фактическим данным зависимость накопленной добычи нефти по методике Пирвердяна (1065,83 тыс.т).

Графики характеристик вытеснения по II объекту разработки представлены на рисунке 3.2.5.1.

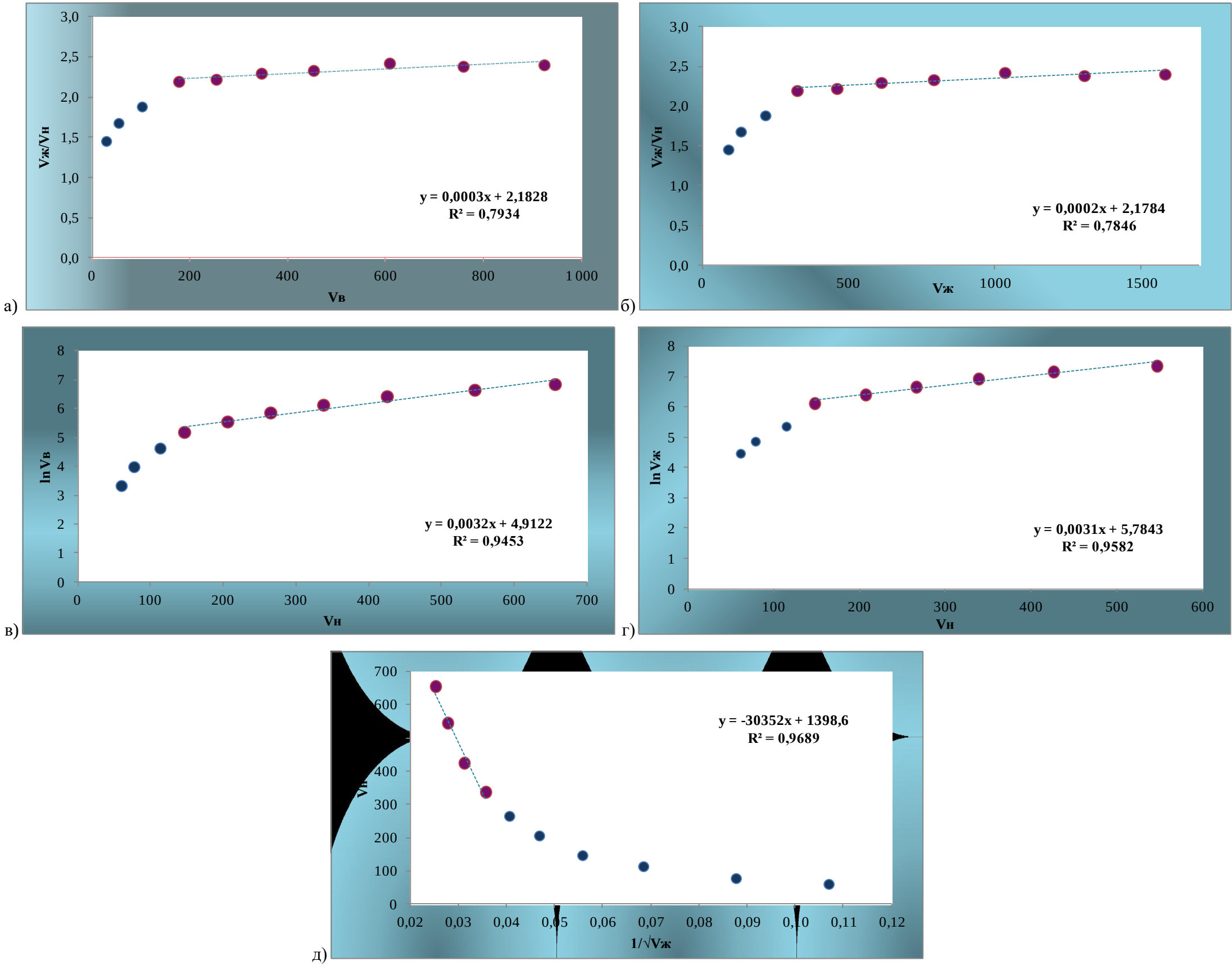


Рисунок 3.2.5.1 – Месторождение Каратурун Морской. II объект разработки. Характеристика вытеснения нефти по методикам: а) Назарова С.Н.-Сипачева Н.В.; б) Сипачева Н.В.-Посевича А.Г.; в) Максимова М.И.; г) Сазонова Б.Ф.; д) Пирвердяна А.М.

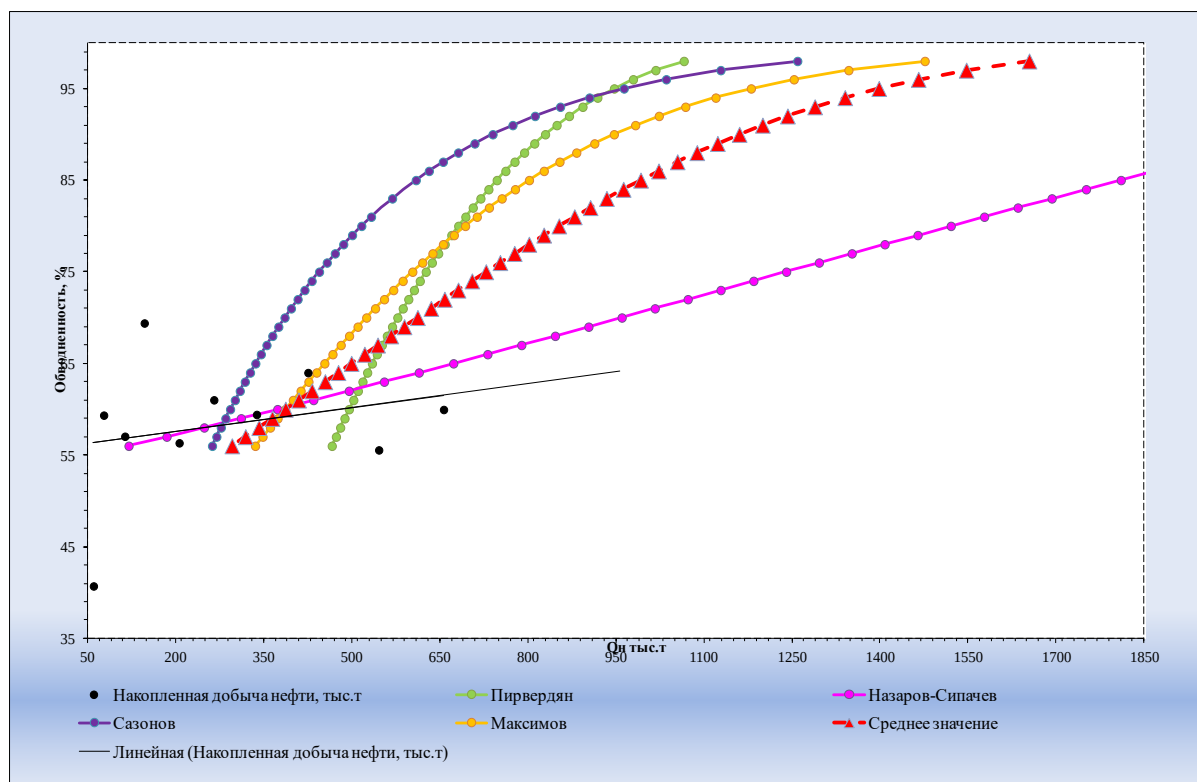


Рисунок 3.2.5.2 – Месторождение Каратурун Морской. II объект разработки. Характеристика вытеснения нефти по всем методикам и средние значения.

Выводы и рекомендации:

- Величины вовлеченных запасов нефти, определенные по методикам Пирвердяна А.М., Сазонова Б.Ф. и Максимова М.И., изменяются на II объекте разработки от 1065,83 тыс. т до 1476,32 тыс. т. Методика по Назарова С. Н.-Сипачева Н.В., Сипачева Н.В.-Посевича А.Г., была отбракована в связи с завышенными значениями вовлеченных запасов.

3.2.6 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

По состоянию на 01.01.2023г. на месторождении имеется 36 добывающих скважин, из которых 4 скважины, что составляет 11 % от общего добывающего фонда, числятся в бездействующем фонде: 3 скважины (33, Э-8 и 34) по причине высокой обводненности и 1 скважина (Э-14) ожидания ремонтных работ (обрыв НКТ). Согласно АР 2021 г, предусматривался перевод скважины 33 под испытание в ППД в 2021 г.

Наличие АСПО снижает производительность скважин, увеличивает износ оборудования, расход электроэнергии и давление в выкидных линиях. Поэтому борьба с АСПО – актуальная задача при добыче нефти. По фонду скважин ежемесячно проводят ОГН. Тепловые обработки скважин остаются основными методами по борьбе с АСПО в подземном оборудовании и рекомендуются к дальнейшему применению.

На месторождении Каратурун Морской за анализируемый период в целях вызова притока проводились 9 перфорационных работ в 8 скважинах. Перфорационные работы были связаны с процессом перевода с одного объекта эксплуатации на другой и при освоении скважины после бурения. Успешность от проведенных ГТМ составило 33 %.

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 7ми скважинах ниже были проведены 8 работ по изоляции водопритока. Успешность от проведенных РИР составило 38 %.



3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

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 [14].

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 [14].

Для построения расчётной модели, прогноза технологических показателей и коэффициента извлечения нефти (КИН) были использованы данные о геологических запасах нефти, представленные в п.1.2.

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.

3.3.2 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 эксплуатационных объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов по геолого-физическим характеристикам пластов

В соответствие с Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр [1] 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 «Проект разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2020 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-VII, Ю-VIII, Ю-IX и Ю-X горизонтам. По горизонту Ю-V также имеются запасы по категории B.

Нефтяные залежи горизонта полностью Ю-I-B, Ю-I-V, Ю-VI и газовая залежь горизонта Ю-III-A с нефтяной оторочкой оценены по категории C_2 .

Продуктивные залежи горизонта Ю-VIII, Ю-IX и Ю-X подтверждены результатами бурения новых скважин (Э-2, Э-4, Э-8, Э-10, Э-11, ЭР-16, ЭР-18). По результатам исследований физико-химические свойства и состав нефти горизонтов Ю-VIII, Ю-IX и Ю-X близки между собой.

Продуктивная залежь Ю-VII, запасы которой были переведены из категории C_2 в категорию C_1 согласно «Приросту запасов 2021 г.», 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, но и горизонты Ю-VIII, Ю-IX и Ю-X практически схожи со свойствами Ю-IV и Ю-V (табл 3.4.1.1). Глубина залегания горизонта Ю-VII составляет 1045 м, что ближе к горизонту Ю-VIII, глубина которого составляет 1061,7 м, чем от глубины залегания горизонта Ю-V (996,8 м).



В связи с этим предлагается Ю-VII приурочить к нефтяным залежам горизонтов Ю-VIII, Ю-IX и Ю-X и объединить в один III объект разработки.

Исходя из вышеизложенного, можно выделить следующие объекты 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).

Исходные геолого-физические характеристики выделенных эксплуатационных объектов приняты на основании анализа имеющегося геолого-промыслового материала, полученного за период промышленной разработки месторождения Каратурун Морской (2013-2022 гг.) и представлены в таблице 3.4.1.1.

Таблица 3.4.1.1 – Месторождение Каратурун Морской. Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки

Параметры	Ед. изм.	Объекты разработки							
		I объект		II объект		III объект			
		Ю-I	Ю-II	Ю-IV	Ю-V	Ю-VIII-A	Ю-VIII-B	Ю-IX	Ю-X
Средняя глубина залегания	м	900	923	976,9	996,8	1069,5	1081,5	1103,9	1148
Тип залежи		Линзо-образная	Пластовая сводовая	Пластовая сводовая	Водо-плавающая	Пластовая сводовая	Пластовая сводовая	Пластовая сводовая	Водо-плавающая
Тип коллектора		поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый
Площадь нефтеносности	тыс.м ²	39	1400	2016	2928	1227	199	1440	746
Средняя общая толщина	м		7,5	12	26,1	17,5	14,4	12,1	23,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м		2,7	3,6	5,7	2,8	3,4	4,8	7
Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м		1,7						
Средняя пористость	д.ед.	0,28	0,26	0,25	0,28	0,25	0,25	0,26	0,26
Коэффициент нефтенасыщенности	д.ед.	0,53	0,61	0,62	0,66	0,51	0,48	0,53	0,62
Средняя проницаемость по керну*10 ⁻³	мкм ²	178,6	1768,7	1790,2	735,3	1037,1	1037,1	423,6	
Коэффициент песчанистости по горизонту	д.ед.	0,39	0,66	0,49	0,44	0,50	0,27	0,53	0,74
Коэффициент расчлененности по горизонту	д.ед.		1,6	2,6	4,7	3,9	3,3	2,6	3,4
Пластовая температура	⁰ С	40,5	41,3	39		42,4	42,4	42,4	42,4
Начальное пластовое давление	МПа	9,76	10,02	10,9	10,9	10,2	10,2	10,2	10,2
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	17,2	15,4	6,5	6,5	7,14	7,14	7,14	7,14
Плотность нефти в пластовых условиях	т/м ³	0,849	0,846	0,839	0,839	0,853	0,853	0,853	0,853
Плотность нефти в поверхностных условиях	т/м ³	0,907	0,903	0,892	0,892	0,880	0,880	0,880	0,880
Объемный коэффициент нефти	д.ед.	1,13	1,12	1,087	1,087	1,066	1,066	1,066	1,066
Давление насыщения нефти газом	МПа	7,33		5,71		7,42			
Газосодержание нефти	м ³ /т	28	27,1	36,15	36,15	30,18	30,18	30,18	30,18
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с		0,899	0,895	0,898				
Плотность воды в пластовых условиях	г/см ³		1,115	1,119	1,116				
Начальные геол. запасы нефти по категории В+С ₁	тыс. т	9	330	872	1967	317	47	719	389
Коэффициент нефтеизвлечения	д.ед.	0,076		0,388		0,313			



3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Выбор и обоснование расчётных вариантов разработки проводились, исходя из положений «Единых правил...» [1] и «Методические указания по составлению проектов разработки...» [2].

Действующим проектным документом на промышленную разработку месторождения Каратурун Морской является «Проект разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2020 г.» [3], в котором было предусмотрено бурение 12 добывающих скважин на II объекте. Все скважины были пробурены.

Также согласно «Аналізу разработки на месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.10.2021 г.» [15] дополнительно было предусмотрено бурение из резервного фонда 5 скважин. Вывод 9 скважин из освоения под добычу, из которых 1 скважина на дату отчета числится в добывающем фонде (скважина 113)

На месторождении были выделены 3 объекта разработки:

I объект разработки (залежи Ю-I+II горизонтов) в настоящее время эксплуатируется 2 скважинами, из которых 1 действующая.

II объект разработки (залежи Ю-IV+V горизонтов) в настоящее время эксплуатируется 25 добывающими скважинами, из которых 21 действующих.

III объект разработки (залежь Ю-VII+Ю-VIII+IX+X горизонтов) в настоящее время эксплуатируется 9 действующими добывающими скважинами.

Таким образом, ниже приведено подробное описание рассмотренных в рамках настоящего проектного документа вариантов разработки месторождения Каратурун Морской.

Для I объекта разработки предусмотрен один вариант (уточненный), для II и III – по 2 варианта:

Основные положения:

1 вариант – базовый, разработка залежей на режиме истощения с учетом фактического состояния разработки, плюс предусмотрено бурение скважин, и ввод в эксплуатацию:

- для эксплуатации I объекта разработки (горизонты Ю-I+II) – предусмотрен перевод скважины 34 под испытание в ППД на II объект в 2023 г.; фонд добывающих скважин составит 1 ед.;

- для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV, Ю-V) – предусмотрено бурение 3 проектных скважин в 2023 г. и 2 скважин в 2024 г, перевод 8 скважин с III объекта после отработки на нефть в 2032-2033 гг.; фонд добывающих скважин составит 34

ед.;

- для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VII+Ю-VIII+IX+X) – бурение не предусмотрено. Предусмотрен ввод под добычу из освоения 8 скважин в 2023-2024 гг., с дальнейшим переводом на II объект в 2032-2033 гг.; фонд добывающих скважин составит 17 ед.

2 вариант – разработка залежей на режиме истощения с учетом фактического состояния разработки, плюс предусмотрено бурение скважин, и ввод в эксплуатацию:

- для эксплуатации I объекта разработки (горизонты Ю-I+II) – предусмотрен перевод скважины 34 под испытание в ППД на II объект в 2023 г.; фонд добывающих скважин составит 1 ед.;

- для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV, Ю-V) – предусмотрено бурение 3 скважин в 2023 г. и 2 скважин в 2024 г, перевод 9 скважин с III объекта после отработки на нефть в 2032-2033 гг.; фонд добывающих скважин составит 35 ед.;

- для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VII+Ю-VIII+IX+X) – предусмотрено бурение 1 добывающей скважины в 2025 г., с дальнейшим переводом на II объект в 2033 г. Также предусмотрен ввод под добычу из освоения 8 скважин в 2023-2024 гг., с дальнейшим переводом на II объект в 2032-2033 гг.; фонд добывающих скважин составит 18 ед.

В таблице 3.4.2.1 основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки.

Таблица 3.4.2.1 – Месторождение Каратурун Морской. Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристики	I объект (газонефтяная залежь Ю-I-A, Ю-II-A)	II объект (нефтяная залежь Ю-IV, Ю-V)		III объект (нефтяная залежь Ю-VII Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X)	
	варианты разработки				
	1	1	2	1	2
Режим разработки	водонапорный режим	водонапорный режим		водонапорный режим	
Система размещения скважин		квадратная	квадратная	квадратная	квадратная
Расстояние между скв.	-	300х300	300х300	300х300	300х300
Плотность сетки скважин, 10 ⁴ м ² /скв	-	9	9	9	9
Режим работы скважин:	Рзаб ≥ Рнас	Рзаб ≥ Рнас	Рзаб ≥ Рнас	Рзаб ≥ Рнас	Рзаб ≥ Рнас
-добывающих					
-нагнетательных					
Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	1/-	34/-	35/-	17/-	18/-
Коэфф.использования фонда скв., доли ед.	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Коэфф.эксплуатации скважин, д.ед.	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Коэффициент компенсации отборов	-	-	-	-	-
Отношение пластового и забойного давлений к давлению насыщения	1,2 (Рпл/Рнас)	1,7 (Рпл/Рнас)		1,4 (Рпл/Рнас)	
	0,9 (Рзаб/Рнас)	1,2 (Рзаб/Рнас)		1,0 (Рзаб/Рнас)	
Отношение пластового давления к забойному давлению	1,3 (Рпл/Рзаб)	1,4 (Рпл/Рзаб)		1,4 (Рпл/Рзаб)	
Максимально допустимая величина ГФ по скважинам, м ³ /т		31,1		31,1	
Объемы добычи углеводородов		+/-10 % от годовых показателей добычи		+/-10 % от годовых показателей добычи	
Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления		-		-	
Показатели ввода эксплуатационных скважин		В соответствии с показателями ввода скважин из бурения		В соответствии с показателями ввода скважин из бурения	



3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Согласно «Проекту разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2020 г.» [3], утвержденный 2 вариант предусматривает разработку I, II и III объектов на естественном упруго-водонапорном режиме. Однако в связи с бурением большого количества добывающих скважин возможна потеря пластовой энергии и упруго-водонапорного режима будет недостаточно, для чего необходимо будет внедрять систему ППД.

В качестве источника водоснабжения системы ППД рекомендуется использовать сточные воды, образующиеся в результате отделения нефти и воды.

Для испытаний подобран участок для осуществления пробной закачки воды в скважины 23, 33, 34, 117 и 119.

Подготовка закачиваемых вод должна быть направлена на удаление механических примесей и эмульгированной нефти до нормируемых показателей, на снижение коррозионной агрессивности, предотвращения солеобразования и подавление роста микроорганизмов и. При этом обеспечение высокого качества вод необходимо осуществлять доступными техническими средствами с минимальными капитальными и эксплуатационными затратами.

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 3.4.3.1

Таблица 3.4.3.1 - 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

В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей установлено проектом приведено в таблице 3.4.3.2.



Таблица 3.4.3.2- Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде

Горизонт	Проницаемость, мД	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
Ю-IA	178,6	до 5	до 10
Ю-ПА	1768,7	до 50	до 50
Ю-ША	1942,5	до 15	до 15
Ю-IV	1790,2	до 50	до 50
Ю-V	735,3	до 50	до 50
Ю-VI	129,2	до 5	до 10
Ю-VIII	1037,1	до 50	до 50
Ю-IXA	423,6	до 30	до 30
Ю-XA	-	-	-

Допустимое содержание механических примесей и нефти по объектам приведено в таблице 3.4.3.3.

Таблица 3.4.3.3- Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде

Объект	Проницаемость, мД	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
1 объект	1347,8	до 50	до 50
2 объект	968,4	до 50	до 50
3 объект	816,8	до 50	до 50

Таким образом, допустимое содержание в закачиваемой воде механических примесей и нефти согласно нормируется до 50 мг/л.

Согласно «Единым правилам ...» [1] требуется регулярно контролировать уровень содержания нефтепродуктов и мехпримесей в закачиваемой воде, 1 раз в месяц выполнять химические анализы по определению компонентного состава закачиваемой воды и раз в квартал на нагнетательных скважинах необходимо осуществлять контрольные замеры забойного давления.

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике [16], учитывающий всю имеющуюся фактическую информацию по месторождению. Параметры объектов приведены в таблице 3.4.1.

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.

3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом вытеснения, ко всему поровому объему пласта. Для расчёта коэффициента охвата процессом вытеснения (k_1) использовались следующие формулы.

$$K_{охв} = k_1^I * k_1^{II},$$

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

$$k_1^I = 1 - (h_{нmin}/h_{внз})^2,$$

где $h_{нmin}$ – нефтенасыщенная толщина, менее которой запасы не отбираются по экономическим соображениям, принята равной 4 м;

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

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

$$k_1^{II} = \exp(-m_p * SI * W_2 / d^2),$$

где m_p – соотношение эксплуатационных и нагнетательных рядов при соответствующей системе размещения скважин;

W_2 – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором;

d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов, принят равным 0,25;

SI – площадь на одну скважину, км².

Значения коэффициента охвата процессом вытеснения (k_1), рассчитанные для всех рассматриваемых вариантов представлены в разделе 4 (таблица 4.3.1).

Бурение эксплуатационных скважин

По технико-экономическим показателям месторождения Каратурун Морской к реализации рекомендован вариант 2, где планируется бурение 12 добывающих скважин.

Бурение резервных скважин

Согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» количество резервных скважин рекомендуется в

объеме 10-25 % от основного проектного фонда скважин.

Бурение наблюдательных и пьезометрических скважин

Наблюдательные и пьезометрические скважины специально бурить не рекомендуются. Для этого можно будет использовать скважины, эксплуатация которых будет экономически нерентабельна.

3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета 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» и добавлялись к прямым затратам. Для удобства и простоты все косвенные затраты были разделены на несколько категорий.

Затраты на содержание временных зданий и сооружений – определялись по НДЗ РК 8.04-06-2015 в размере 4,1% от строительно-монтажных работ.

Затраты на производство работ в зимнее время - определялись по НДЗ РК 8.04-05-2015 в размере 3,024% от строительно-монтажных работ.

Непредвиденные расходы и затраты – учтены как сборы и платежи – 2% и НДС -12% от общей сметной стоимости строительства.

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).

Таблица 3.5.1 - Техничко -экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат

№	Норматив	Единицы измерения	Значение
1	Удельный вес потерь нефти	%	1,9
2	Удельный вес потерь газа	%	1,8
3	Удельный использования газа на собственные нужды	%	100,0
4	Среднегодовая оплата труда одного работника ППП	млн.тенге	2,4
5	Среднегодовая оплата труда одного работника АУП	млн.тенге	7,7
6	Расходы, относимые на себестоимость продукции		
6.1	Затраты на электроэнергию	тыс.тенге/тонну жидк.	0,3
6.2	Затраты производственного характера	тыс.тенге/тонну жидк.	0,6
6.3	Ремонт скважин	млн.тенге/скв.	12,9
6.4	Расходы на персонал	млн.тенге/раб. ППП	0,3
6.5	Арендные затраты	млн.тенге/год	65,7
6.6	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	млн.тенге/год	45,3
6.7	Затраты на транспортировку нефти	тыс.тенге/тонну жидк.	0,03
6.8	Затраты условно-постоянные, зависимые от фонда скважин	млн.тенге/скв.	5,2
6.9	Затраты на страхование	млн.тенге/раб. ППП	0,0
6.10	Экологические расходы	тыс.тенге/тонну нефти	0,1
6.11	Прочие расходы	млн.тенге/год	53,4
7	Расходы периода:		
7.1	Расходы, условно-постоянные, зависимые от численности АУП	млн.тенге/раб. АУП+ППП	0,2
7.2	Арендные затраты	млн.тенге/год	45,0
7.3	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	млн.тенге/год	64,9
7.4	Затраты на страхование	млн.тенге/раб. АУП	0,1
7.5	Прочие затраты	млн.тенге/год	24,8
8	Количество баррелей в тонне	bbl/тонну	6,9
9	Количество баррелей в тонне (Усть-Луга)	bbl/тонну	7,2
10	Удельный вес продажи нефти на внутренний рынок	%	30,0
11	Удельный вес продажи нефти на внешний рынок, всего	%	70,0
12	Удельный вес продажи нефти на внешний рынок (Усть-Луга)	%	100,0
14	Инфляция цены на продукцию, капительные вложения и эксплуатационные затраты	% в год	9,3

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

Наименование	Значение
1	2
Социальный налог	9,5-11%
Социальные отчисления	3,5-5%
Отчисления в пенсионный фонд	10%
Отчисления в Фонд обязательного медицинского страхования	2-3%
Амортизационные отчисления фиксированных активов подлежащих вычету при налогообложении	15%
Затраты на обучение казахстанских специалистов (от затрат на добычу по итогам предыдущего года)	1,0%
Отчисления для обеспечения ликвидации последствий недропользования	согласно раздела по ликвидации
Развитие социальной сферы и инфраструктуры, (от инвестиций по итогам предыдущего года)	1%
Затраты на НИОКР (от затрат на добычу по итогам предыдущего года)	1%
Корпоративный подоходный налог, %	20%
Альтернативный налог	по шкале
Налог на добавленную стоимость при покупке товаров и услуг	12%
Налог на добавленную стоимость при реализации продукции на внутреннем рынке	12,0%
Налог на имущество	1,5%



продолжение таблицы 3.5.2

1	2
Прочие налоги и отчисления в бюджет, %	0,4%
Таможенная пошлина	по шкале
Цена реализации нефти на внешнем рынке Усть-Луга (без учета НДС, с учетом транспортных расходов), тенге/тонну	280 482,0
Цена реализации нефти на внутреннем рынке (с учетом НДС и транспортных расходов), тенге/тонну	64 742,0
Цена транспорта нефти на внешнем рынке Усть-Луга (без учета НДС), тенге/тонну	20 450,0
Цена транспорта нефти на внутреннем рынке (с учетом НДС), тенге/тонну	5 376,0
Год начала инфляции	2023

Для расчета нормативов производственных затрат и затрат периода проанализированы фактические затраты ТОО «Бузачи Нефть».

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 ППП и АУП;
- на одного работника в целом по предприятию (ППП+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 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.

Инфляция для расчета стоимости эксплуатационных затрат, капитальных вложений, цен на продукцию принята в размере 7% в год. Так как год начала инфляции одинаков и для цен на продукцию, и на стоимость эксплуатационных затрат и капитальных вложений, то цены с учетом дефляции выступают, в данном случае, как неизменные цены.

В таблице 3.5.3 приведены коэффициенты инфляции-дефляции, которые были применены в расчетах. За срок начала инфляции принят 2023 год.

Таблица 3.5.3 - Расчет коэффициентов инфляции/дефляции

Года	Ставка инфляции капитальных вложений, эксплуатационных затрат и цен на продукцию	Коэффициент инфляции капитальных вложений, эксплуатационных затрат и цен на продукцию	Коэффициент дефляции капитальных вложений, эксплуатационных затрат и цен на продукцию
	%	ед.	ед.
1	2	3	4
2023	9,3	1,000	1,000
2024	9,3	1,093	0,915
2025	9,3	1,195	0,837
2026	9,3	1,307	0,765
2027	9,3	1,429	0,700
2028	9,3	1,562	0,640
2029	9,3	1,707	0,586
2030	9,3	1,867	0,536
2031	9,3	2,041	0,490
2032	9,3	2,231	0,448
2033	9,3	2,439	0,410
2034	9,3	2,667	0,375
2035	9,3	2,915	0,343
2036	9,3	3,187	0,314
2037	9,3	3,484	0,287
2038	9,3	3,809	0,263
2039	9,3	4,165	0,240
2040	9,3	4,553	0,220
2041	9,3	4,978	0,201
2042	9,3	5,442	0,184

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

В таблицах 4.1.1 - 4.1.8 приведены результаты расчетов технологических показателей разработки объектов и месторождения в целом по 2 варианту. По остальным вариантам – в табличных приложениях П.1 – П.8.

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин. I объект. 2 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод добывающих скважин под испытание в ППД на II объект	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			Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут	
	всего	добыв.	нагнет.						всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	действ.	нефти	жидк.
2023	0	0	0	1	0	2	2	2	0	0	1	1	1	12,4	37,1
2024	0	0	0	0	0	2	2	2	0	0	1	1	1	10,5	44,4
2025	0	0	0	0	0	2	2	2	0	0	1	1	1	9,0	42,3
2026	0	0	0	0	0	2	2	2	0	0	1	1	1	7,2	40,2
2027	0	0	0	0	0	2	2	2	0	0	1	1	1	4,3	34,7
2028	0	0	0	0	0	2	2	2	0	0	1	1	1	1,7	30,1
2029	0	0	0	0	0	2	2	2	0	0	1	1	1	0,4	24,4

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект. 2 вариант.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Кэфф. нефтеотд, дед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча газа, млн. м³	Накопленная добыча газа, млн. м³
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.			
2023	4,1	15,7	70,3	24,3	93,4	0,072	12,2	12,2	58,7	58,7	66,6	0,1	0,7
2024	3,5	13,3		27,7	106,7	0,082	14,6	14,6	73,3	73,3	76,3	0,1	0,8
2025	2,9	11,3		30,7	118,0	0,091	13,9	13,9	87,2	87,2	78,8	0,1	0,9
2026	2,4	9,1		33,0	127,1	0,097	13,2	13,2	100,4	100,4	82,1	0,1	1,0
2027	1,4	5,4		34,5	132,5	0,102	11,4	11,4	111,8	111,8	87,6	0,04	1,0
2028	0,6	2,2		35,0	134,7	0,103	9,9	9,9	121,7	121,7	94,3	0,02	1,1
2029	0,1	0,5		35,2	135,2	0,104	8,0	8,0	129,7	129,7	98,2	0,00	1,1



Таблица 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин. II объект. 2 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод добывающих скважин на II объект	Ввод под добычу из освоения	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			Перевод добывающих скважин в испытание под ППД	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут	
	всего	добыв.	нагнет.						всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	действ.		нефти	жидк.
2023	3	3	0	0	0	28	28	28	0	0	28	28	25	0	13,2	35,3
2024	2	2	0	0	0	30	30	30	0	0	29	29	26	1	10,5	37,6
2025	0	0	0	0	0	30	30	30	0	0	29	29	26	0	8,5	39,0
2026	0	0	0	0	0	30	30	30	0	0	29	29	26	0	6,4	38,2
2027	0	0	0	0	0	30	30	30	0	0	29	29	26	0	5,1	35,4
2028	0	0	0	0	0	30	30	30	0	0	29	29	26	0	3,7	32,2
2029	0	0	0	0	0	30	30	30	1	0	28	28	25	0	2,6	30,4
2030	0	0	0	0	0	30	30	30	0	0	28	28	25	0	1,9	27,5
2031	0	0	0	0	0	30	30	30	1	0	27	27	24	0	1,4	27,0
2032	0	0	0	4	0	34	30	34	0	0	31	31	28	0	1,8	22,5
2033	0	0	0	5	0	39	30	39	1	0	35	35	32	0	2,8	20,2
2034	0	0	0	0	0	39	30	39	0	0	35	35	32	0	2,8	21,8
2035	0	0	0	0	0	39	30	39	0	0	35	35	32	0	2,2	21,6
2036	0	0	0	0	0	39	30	39	0	0	35	35	32	0	1,6	21,3
2037	0	0	0	0	0	39	30	39	0	0	35	35	32	0	1,1	20,6
2038	0	0	0	0	0	39	30	39	0	0	35	35	32	0	0,8	19,7
2039	0	0	0	0	0	39	30	39	0	0	35	35	32	0	0,6	18,7
2040	0	0	0	0	0	39	30	39	0	0	35	35	32	0	0,4	17,6

Таблица 4.1.4 - 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, дел.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча газа, млн. м ³	Накопленная добыча газа, млн. м ³
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.			
2023	102,4	9,3	23,0	759,1	68,9	0,267	290,3	290,3	1 869,7	1 869,7	64,7	3,7	24,0
2024	87,0	7,9	25,4	846,1	76,8	0,298	320,8	320,8	2 190,5	2 190,5	72,9	3,2	27,2
2025	72,4	6,6	28,3	918,5	83,4	0,324	333,4	333,4	2 523,9	2 523,9	78,3	2,6	29,8
2026	54,3	4,9	29,6	972,8	88,3	0,343	326,2	326,2	2 850,1	2 850,1	83,3	2,0	31,8
2027	43,5	3,9	33,6	1 016,3	92,2	0,358	302,1	302,1	3 152,2	3 152,2	85,6	1,6	33,4
2028	31,3	2,8	36,5	1 047,6	95,1	0,369	275,0	275,0	3 427,2	3 427,2	88,6	1,1	34,5
2029	21,7	2,0	39,8	1 069,2	97,0	0,377	249,9	249,9	3 677,1	3 677,1	91,3	0,8	35,3
2030	15,6	1,4	47,6	1 084,8	98,4	0,382	225,8	225,8	3 902,9	3 902,9	93,1	0,6	35,8
2031	10,8	1,0	62,7	1 095,6	99,4	0,386	212,9	212,9	4 115,8	4 115,8	94,9	0,4	36,2
2032	16,5	1,5		1 112,1	100,9	0,392	206,5	206,5	4 322,3	4 322,3	92,0	0,6	36,8
2033	28,9	2,6		1 141,0	103,5	0,402	211,9	211,9	4 534,1	4 534,1	86,4	1,0	37,9
2034	29,1	2,6		1 170,1	106,2	0,412	228,9	228,9	4 763,1	4 763,1	87,3	1,1	38,9
2035	23,0	2,1		1193,1	108,3	0,420	226,7	226,7	4989,7	4989,7	89,9	0,8	39,8
2036	16,5	1,5		1209,6	109,8	0,426	223,8	223,8	5213,5	5213,5	92,6	0,6	40,4
2037	11,9	1,1		1221,5	110,8	0,430	216,8	216,8	5430,3	5430,3	94,5	0,4	40,8
2038	8,6	0,8		1230,1	111,6	0,433	207,3	207,3	5637,6	5637,6	95,9	0,3	41,1
2039	6,2	0,6		1236,3	112,2	0,435	196,4	196,4	5834,1	5834,1	96,9	0,2	41,3
2040	4,4	0,4		1240,7	112,6	0,437	184,8	184,8	6018,9	6018,9	97,6	0,2	41,5



Таблица 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин. III объект. 2 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Ввод скважин из освоення	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			Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут	
	всего	добыв.	нагнет.					всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	действ.	нефти	жидк.
2023	0	0	0	4	13	13	13	0	0	13	13	12	17,4	32,5
2024	0	0	0	4	17	17	17	0	0	17	17	15	14,2	34,7
2025	1	1	0	0	18	18	18	0	0	18	18	16	12,4	41,6
2026	0	0	0	0	18	18	18	0	0	18	18	16	10,4	45,8
2027	0	0	0	0	18	18	18	0	0	18	18	16	8,2	48,6
2028	0	0	0	0	18	18	18	0	0	18	18	16	6,4	49,5
2029	0	0	0	0	18	18	18	0	0	18	18	16	5,0	49,0
2030	0	0	0	0	18	18	18	0	0	18	18	16	3,9	46,6
2031	0	0	0	0	18	18	18	0	0	18	18	16	3,0	42,7
2032	0	0	0	0	18	18	18	0	0	14	14	13	2,1	44,3
2033	0	0	0	0	18	18	18	0	0	9	9	8	1,1	59,2
2034	0	0	0	0	18	18	18	0	0	9	9	8	0,9	48,6
2035	0	0	0	0	18	18	18	0	0	9	9	8	0,7	39,9
2036	0	0	0	0	18	18	18	0	0	9	9	8	0,5	32,8

Таблица 4.1.6 - Характеристика основного фонда скважин. III объект. 2 вариант

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, %	Добыча газа, млн. м ³	Накопленная добыча газа, млн. м ³
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.			
2023	58,5	12,1	16,2	181,1	37,4	0,117	128,3	128,3	373,3	373,3	54,4	1,8	5,4
2024	61,9	12,8	20,4	243,0	50,2	0,157	171,2	171,2	544,5	544,5	63,8	1,9	7,3
2025	65,1	13,5	27,0	308,1	63,7	0,200	212,7	212,7	757,2	757,2	69,4	2,0	9,3
2026	54,7	11,3	31,1	362,8	75,0	0,235	240,6	240,6	997,8	997,8	77,3	1,7	10,9
2027	42,9	8,9	35,4	405,7	83,8	0,263	255,2	255,2	1253,0	1253,0	83,2	1,3	12,2
2028	33,7	7,0	43,1	439,5	90,8	0,285	260,0	260,0	1513,0	1513,0	87,0	1,0	13,2
2029	26,3	5,4	59,1	465,8	96,2	0,302	257,7	257,7	1770,7	1770,7	89,8	0,8	14,0
2030	20,5	4,2		486,3	100,5	0,315	244,8	244,8	2015,5	2015,5	91,6	0,6	14,6
2031	16,0	3,3		502,3	103,8	0,325	224,3	224,3	2239,9	2239,9	92,9	0,5	15,1
2032	9,1	1,9		511,4	105,7	0,331	189,0	189,0	2428,9	2428,9	95,2	0,3	15,4
2033	2,9	0,6		514,3	106,3	0,333	155,5	155,5	2584,4	2584,4	98,1	0,1	15,5
2034	2,3	0,5		516,6	106,7	0,335	127,8	127,8	2712,2	2712,2	98,2	0,1	15,6
2035	1,8	0,4		518,4	107,1	0,336	105,0	105,0	2817,2	2817,2	98,3	0,1	15,6
2036	1,4	0,3		519,8	107,4	0,337	86,2	86,2	2903,3	2903,3	98,4	0,0	15,7



Таблица 4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин. В целом. 2 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод добывающих скважин на II объект	Ввод под добычу из освоения	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			Перевод добывающих скважин под испытание в ПИД на II объект	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут	
	всего	добыв.	нагнет.						всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	действ.		нефти	жидк.
2023	3	3	0	0	4	43	43	43	0	0	42	42	38	1	13,9	35,8
2024	2	2	0	0	4	49	49	49	0	0	47	47	42	1	11,0	37,5
2025	1	1	0	0	0	50	50	50	0	0	48	48	43	0	9,9	40,1
2026	0	0	0	0	0	50	50	50	0	0	48	48	43	0	7,9	41,1
2027	0	0	0	0	0	50	50	50	0	0	48	48	43	0	6,2	40,3
2028	0	0	0	0	0	50	50	50	0	0	48	48	43	0	4,6	38,6
2029	0	0	0	0	0	50	50	50	1	0	47	47	42	0	3,5	37,4
2030	0	0	0	0	0	50	50	50	0	0	46	46	41	0	2,7	34,9
2031	0	0	0	0	0	50	50	50	1	0	45	45	40	0	2,0	33,3
2032	0	0	0	4	0	50	50	50	0	0	45	45	41	0	1,9	29,4
2033	0	0	0	5	0	50	50	50	1	0	44	44	40	0	2,4	28,0
2034	0	0	0	0	0	50	50	50	0	0	44	44	40	0	2,4	27,1
2035	0	0	0	0	0	50	50	50	0	0	44	44	40	0	1,9	25,2
2036	0	0	0	0	0	50	50	50	0	0	44	44	40	0	1,4	23,6
2037	0	0	0	0	0	50	50	50	0	0	35	35	32	0	1,1	20,6
2038	0	0	0	0	0	50	50	50	0	0	35	35	32	0	0,8	19,7
2039	0	0	0	0	0	50	50	50	0	0	35	35	32	0	0,6	18,7
2040	0	0	0	0	0	50	50	50	0	0	35	35	32	0	0,4	17,6

Таблица 4.1.8 - 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, %	Кэфф. нефтеотд. дед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча газа, млн. м³	Накопленная добыча газа, млн. м³
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.			
2023	165,0	10,2	20,3	964,5	59,8	0,204	430,8	430,8	2301,6	2301,6	62	5,6	30,2
2024	152,4	9,5	23,5	1116,8	69,3	0,237	506,6	506,6	2808,2	2808,2	70	5,1	35,3
2025	140,5	8,7	28,4	1257,3	78,0	0,266	560,0	560,0	3368,2	3368,2	75	4,7	40,0
2026	111,4	6,9	31,4	1368,7	84,9	0,290	580,0	580,0	3948,2	3948,2	81	3,7	43,7
2027	87,8	5,4	36,1	1456,5	90,4	0,308	568,7	568,7	4516,9	4516,9	85	2,9	46,6
2028	65,6	4,1	42,2	1522,1	94,4	0,322	544,9	544,9	5061,8	5061,8	88	2,2	48,8
2029	48,1	3,0	53,5	1570,2	97,4	0,333	515,6	515,6	5577,4	5577,4	91	1,6	50,4
2030	36,1	2,2	86,3	1606,3	99,6	0,340	470,6	470,6	6048,1	6048,1	92	1,2	51,5
2031	26,8	1,7		1633,0	101,3	0,346	437,2	437,2	6485,3	6485,3	94	0,9	52,4
2032	25,6	1,6		1658,6	102,9	0,351	395,5	395,5	6880,8	6880,8	94	0,9	53,3
2033	31,9	2,0		1690,5	104,9	0,358	367,4	367,4	7248,2	7248,2	91	1,1	54,4
2034	31,4	1,9		1721,9	106,8	0,365	356,7	356,7	7604,9	7604,9	92	1,1	55,5
2035	24,7	1,5		1746,6	108,4	0,370	331,7	331,7	7936,6	7936,6	93	0,9	56,4
2036	17,9	1,1		1764,5	109,5	0,374	309,9	309,9	8246,5	8246,5	94	0,6	57,1
2037	11,9	0,7		1776,4	110,2	0,376	216,8	216,8	8463,3	8463,3	95	0,4	41,8
2038	8,6	0,5		1785,0	110,7	0,378	207,3	207,3	8670,6	8670,6	96	0,3	42,2
2039	6,2	0,4		1791,2	111,1	0,379	196,4	196,4	8867,1	8867,1	97	0,2	42,4
2040	4,4	0,3		1795,6	111,4	0,380	184,8	184,8	9051,9	9051,9	98	0,2	42,5



4.2 Экономические показатели вариантов разработки

4.2.1 Основные подходы и допущения

В данном разделе приведен расчет экономической эффективности вариантов разработки месторождения в рамках «Анализа 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.

Такой расчет необходим для определения доходов государства Республики Казахстан, Заказчика проекта и является корректным.

В соответствии с маркетингом компании 70% от общего объема добычи нефти, за вычетом потерь и использования на собственные нужды, реализуется на внешний рынок, 30% нефти на внутренний рынок.

На внешний рынок нефть будет реализована в двух направлениях: Усть-Луга (Россия) и Сангачал (Азербайджан) 20 и 80% соответственно от объема реализации нефти на внешний 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 направление Усть-Луга (Россия) составляет – 276 883,2 тенге/тонну, без учета НДС и с учетом транспортных расходов.

Проектируемая базовая цена продажи нефти на внешний рынок направление Сангачал (Азербайджан) составляет – 235 193,4 тенге/тонну, без учета НДС и с учетом транспортных расходов.

Проектируемая базовая цена продажи нефти на внутренний рынок составляет – 64 742,0 тенге/тонну, с учетом НДС и транспортных расходов.

Тариф на транспортировку нефти на внешний рынок направление Усть-Луга (Россия) принят в размере в – 20 450,0 тенге/тонну, без учета НДС.

Тариф на транспортировку нефти на внешний рынок направление Сангачал

(Азербайджан) принят в размере в – 3 995,0 тенге/тонну, без учета НДС.

Тариф на транспортировку нефти на внутренний рынок принят в размере – 5 376,0 тенге/тонну с учетом НДС.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в текущих ценах.

Расчет произведен как в текущих (с учетом инфляции), так и в расчетных (с учетом дефляции) ценах.

Сравнение вариантов происходило по результатам расчетов показателей в ценах с учетом инфляции, кроме основных технико-экономических показателей: Чистого дисконтированного денежного потока наличности (NPV) и внутренней нормы прибыли (IRR).

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

Капитальные вложения включают в себя затраты на ввод в эксплуатацию скважин, затраты на обустройство скважин, необходимых для эффективной работы нефтегазоконденсатного добывающего производства, а так же систему сбора, транспортировки и подготовки углеводородов.

Объемы капитальных вложений включают:

- стоимость строительства добывающих скважин;
- стоимость перевода добывающих скважин под испытание в ППД;
- стоимость перевода скважин с других объектов;
- стоимость обустройства скважин;
- стоимость строительства выкидных линий;
- стоимость строительства замерной установки (ЗУ);
- стоимость строительства нефтепровода;
- стоимость строительства автомобильных дорог;
- стоимость строительства линий электропередач (ЛЭП).

Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по технологии добычи, подготовки и транспортировки нефти и газа, данные по климатическим характеристикам района строительства, данные по удельным объемам строительства.

Расчеты капитальных вложений и полная стоимость строительства объектов обустройства по вариантам в текущих ценах 2023 года и с учетом роста цен по годам разработки приведены в таблицах П9 и 4.2.2.2.

Таблица 4.2.2.2 - 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 2023	2 2024	3 2025	4 2026	5 2027	6 2028	7 2029	8 2030	9 2031	10 2032	11 2033	12 2034	13 2035	...	18 2035
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	...	25
I	Строительство скважин (подземное строительство)																			
1	Бурение добывающих скважин	скв.	6	121,0	726	363	242	121	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Ввод скважин под добычу из освоения	скв.	8	7,5	60	30	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод добывающих скважин на II объект	скв.	9	7,5	68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	38	0	0	0	0
4	Перевод добывающих скважин под испытание в ППД	скв.	2	7,5	15	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Выбытие скважин		3	1,5	5	0	0	0	0	0	0	2	0	2	0	2	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				873	400	279	121	0	0	0	2	0	2	30	39	0	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				1 018	400	305	145	0	0	0	3	0	3	67	95	0	0	0	0
II	Надземное строительство																			
	Обустройство промысла																			
1	Обустройство скважин	скв.	6	17,0	102	51	34	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии, Ø89*6	км	6	17,3	104	52	35	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Замерная установка (ЗУ)	ед.	1	86,6	87	0	87	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Нефтепровод от АГЗУ до УПСВ	км	4	60,2	259	0	259	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Автомобильные дороги к новым скважинам	км	10	45,0	464	232	155	77	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Линии электропередач (ЛЭП)	км	10	1,0	10	5	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				1 025	340	572	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				1 101	340	626	135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин без учета инфляции				1 898	740	852	234	0	0	0	2	0	2	30	39	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин с учетом инфляции				2 119	740	931	280	0	0	0	3	0	3	67	95	0	0	0	0
	Коэффициент инфляции					1,000	1,093	1,195	1,307	1,429	1,562	1,707	1,867	2,041	2,231	2,439	2,667	2,915	...	3,159



4.2.3 Эксплуатационные затраты

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными эксплуатационными показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти и газа.

В таблицах П10 и 4.2.3.2 приведен расчет дохода от продаж выпускаемой продукции.

Расходы понесенные предприятием, (операционные затраты) разделяются на расходы, относимые на себестоимость продукции и расходы периода.

Расходы, относимые на себестоимость продукции, включают в себя расходы, связанные непосредственно с добычей и подготовкой углеводородов. В расходы периода включены общие и административные расходы и расходы по реализации продукции.

Расходы, относимые на себестоимость продукции включают:

- арендные затраты (аренда транспорта);
- услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями (лабораторные работы; вывоз ТБО, сточных вод, отходов бурения);
- затраты на электроэнергию;
- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- амортизационные отчисления производственных фондов;
- затраты производственного характера (ГИС (и/или ГДИ); использование недр; использование ТМЦ; противофонтанная и противопожарная безопасность; ГСМ; ремонтно-исправительные работы; ремонт и проверка ОС и СИ, ремонтные работы);
- ремонт скважин;
- затраты на персонал (питание вахтовиков);
- затраты на транспортировку нефти;
- затраты на страхование;
- экологические расходы (экологические расходы; плата за загрязнение окружающей среды);
- затраты на НИОКР;
- прочие расходы (канцтовары, хозяйственные расходы; прочее)
- налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции.

Таблица 4.2.3.2 – Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 2

Года	Расчет дохода						Общий доход предприятия
	Объем добычи нефти	Объем продажи нефти			Цена реализации нефти		
		Всего	на внешний рынок Усть- Луга	на внутренний рынок	на внешний рынок Усть- Луга	на внутренний рынок	
	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.тг/т	тыс.тг/т	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8
2023	165,0	161,8	113,2	48,5	280,5	64,7	34 565,9
2024	152,4	149,4	104,6	44,8	306,6	70,8	34 900,3
2025	140,5	137,7	96,4	41,3	335,2	77,4	35 179,2
2026	111,4	109,2	76,4	32,8	366,5	84,6	30 491,1
2027	87,8	86,1	60,3	25,8	400,7	92,5	26 282,4
2028	65,6	64,3	45,0	19,3	438,0	101,1	21 456,0
2029	48,1	47,2	33,0	14,1	478,9	110,5	17 207,5
2030	36,1	35,4	24,8	10,6	523,6	120,9	14 122,2
2031	26,8	26,3	18,4	7,9	572,4	132,1	11 450,4
2032	25,6	25,1	17,6	7,5	625,8	144,4	11 961,7
2033	31,9	31,2	21,9	9,4	684,1	157,9	16 278,5
2034	31,4	30,8	21,5	9,2	747,9	172,6	17 528,2
2035	24,7	24,3	17,0	7,3	817,7	188,7	15 114,0
2036	17,9	17,6	12,3	5,3	893,9	206,3	11 968,5
2037	11,9	11,7	8,2	3,5	977,3	225,6	8 689,0
2038	8,6	8,4	5,9	2,5	1 068,5	246,6	6 839,5
2039	6,2	6,0	4,2	1,8	1 168,1	269,6	5 383,7
2040	4,4	4,4	3,0	1,3	1 277,0	294,8	4 237,8
Итого приб. период 2023- 2037	976,9	957,9	670,6	287,4			307 195,0
Итого расчет. период 2023- 2040	996,1	976,7	683,7	293,0			323 656,0

Результаты расчетов расходов, относимых на себестоимость продукции, приведены в таблицах П11 и 4.2.3.4.

Расходы периода включают:

- оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);
- услуги, выполненные сторонними организациями (юридические услуги; банковские расходы; дезинфекция; программное обеспечение; курьерские услуги; услуги распечатки; услуги нотариуса; оформление документов, прочее; консультационные, включая аудиторские услуги; изготовление штампов, печатей, табличек, бланки; подписка на платные издания; охрана объект; коммунальные услуги; перевод документов; списание по сомнительным требованиям; расходы представительства Лондон; накладные расходы; транспортные услуги);
- амортизация нематериальных активов и исторических затрат;



- затраты на страхование;
- арендные затраты (аренда офиса; аренда транспорта; аренда жилья сотрудникам);
- социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры;
- расходы по реализации (экспортно-таможенная пошлина; транспортные расходы)
- 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 П12 и 4.2.3.6.

Расчет балансовой прибыли и налогооблагаемого дохода, приведен в таблицах П13 и 4.2.3.8.

Расчет экономических показателей приведен на основании следующих исходных данных:

- обслуживающий персонал рассчитан по Нормативам численности;
- среднемесячная заработная плата одного работника промышленно-производственного персонала принята в размере – 2,449 млн.тенге в год, административно-управленческого персонала – 7,659 млн.тенге в год, 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 «Капитальные вложения» 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, за исключением амортизации нематериальных активов и исторических затрат, то есть в зависимости от извлекаемых запасов углеводородов, в соответствии со стандартом бухгалтерского учета РК № 20 «Учет и отчетность нефтегазодобывающей промышленности» и методическими рекомендациями к нему.

Эксплуатационные затраты учитываются только для объектов непосредственно занятых на добыче углеводородов. Затраты по другим объектам учитываются через услуги (грузоперевозки, снабжение, строительство, бурение, геофизические исследования и т.д.).

Таблица 4.2.3.4 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции

Года	Расходы относимые на себестоимость продукции													Налоги и платежи		Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость одной тонны нефти
	Аренда материалов и оборудования	Услуги производственного характера, выполняемые сторонними организациями	Затраты на электроэнергию	ФОТ ППП	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Затраты производственного характера	Ремонт скважин	Затраты на персонал	Затраты на транспортировку нефти	Затраты на страхование	Экологические расходы	Затраты на НИОКР	Прочиезатраты	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество			
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	тыс.тг/тонну
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2023	65,7	45,3	138,2	240,0	901,8	498,0	543,8	29,0	11,6	0,4	12,5	20,8	53,4	31,0	147,2	178,2	2 738,9	16,6
2024	71,8	49,6	177,7	240,0	835,3	626,5	665,3	31,8	14,9	0,5	12,7	25,3	58,4	31,0	147,7	178,7	2 988,3	19,6
2025	78,5	54,2	214,8	240,0	794,1	732,4	742,8	34,7	18,0	0,5	12,8	26,2	63,8	34,6	139,3	173,9	3 186,8	22,7
2026	85,8	59,3	243,2	240,0	629,6	817,6	812,1	38,0	20,4	0,6	11,1	26,5	69,8	34,6	127,4	162,0	3 215,8	28,9
2027	93,8	64,8	260,7	240,0	496,4	883,4	887,8	41,5	21,8	0,6	9,5	25,0	76,3	34,6	118,0	152,6	3 254,4	37,1
2028	99,5	68,7	273,1	223,2	370,7	941,9	970,6	42,2	22,9	0,6	7,8	23,6	83,4	32,2	110,5	142,7	3 270,9	49,9
2029	105,5	72,8	282,5	207,6	272,0	988,4	1 039,0	42,9	23,7	0,6	6,2	21,9	91,2	29,9	105,0	134,9	3 289,4	68,4
2030	111,9	77,3	281,9	193,1	204,2	1 016,6	1 111,8	43,6	23,6	0,6	5,1	20,3	99,7	27,8	100,9	128,8	3 318,4	91,9
2031	118,7	81,9	286,3	179,5	151,5	1 056,8	1 189,0	44,3	24,0	0,6	4,2	18,8	109,0	25,9	97,9	123,8	3 388,5	126,5
2032	125,9	86,9	283,2	167,0	146,3	1 095,2	1 299,9	45,1	23,7	0,7	4,3	17,6	119,2	24,1	96,6	120,7	3 535,6	138,2
2033	133,5	92,1	287,5	155,3	184,9	1 140,3	1 389,6	45,8	24,1	0,7	5,9	16,9	130,3	22,4	95,9	118,3	3 725,1	116,9
2034	141,5	97,7	305,2	144,4	182,1	1 228,2	1 519,2	46,6	25,6	0,7	6,4	16,6	142,4	20,8	93,1	113,9	3 970,6	126,6
2035	150,1	103,6	310,3	134,3	143,6	1 295,6	1 660,8	47,4	26,0	0,7	5,5	16,4	155,7	19,4	90,4	109,7	4 159,7	168,1
2036	159,2	109,9	317,0	124,9	104,0	1 371,7	1 815,7	48,2	26,6	0,7	4,3	15,6	170,2	18,0	88,2	106,2	4 374,2	244,1
2037	168,8	116,5	242,4	116,2	69,1	1 126,0	1 579,0	49,0	20,3	0,7	3,2	14,9	186,1	16,7	86,7	103,4	3 795,6	318,9
2038	179,0	123,6	253,5	108,0	49,7	1 207,8	1 726,3	49,8	21,2	0,7	2,5	11,8	203,5	15,6	85,6	101,2	4 038,6	471,3
2039	189,8	131,0	262,5	100,5	35,8	1 291,1	1 887,3	50,6	22,0	0,7	2,0	11,4	222,5	14,5	84,9	99,4	4 306,6	698,0
2040	201,3	139,0	270,0	93,4	25,8	1 377,3	2 063,3	51,5	22,6	0,8	1,5	11,1	243,2	13,5	84,3	97,8	4 598,5	1 035,2
Итого приб. период 2023-2037	1 710,4	1 180,6	3 904,1	2 845,5	5 485,4	14 818,7	17 226,4	630,1	327,2	9,2	111,5	306,3	1 609,1	402,8	1 644,9	2 047,8	52 212,1	53,4
Итого расчет. период 2023-2040	2 280,5	1 574,1	4 690,1	3 147,4	5 596,7	18 694,8	22 903,2	782,0	393,1	11,4	117,4	340,7	2 278,2	446,3	1 899,8	2 346,1	65 155,8	65,4



Таблица 4.2.3.5 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2

Года	Расходы периода							Расходы по реализации		Налоги и отчисления			Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления для ликвидации последствий недропользования
	ФОТ АУП и персонала по сбыту	Услуги, выполненные сторонними организациями	Амортизация нематериальных активов и исторических затрат	Затраты на страхование	Арендные затраты	Социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	Прочие затраты	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Налоги и сборы, зависящие от ФОТ АУП	Альтернативный налог	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2023	398,3	64,9	112,2	6,8	45,0	37,1	24,8	2 548,6	4 511,5	49,6	10 069,6	18,2	17 886,6	20,8	54,0
2024	398,3	70,9	112,2	7,4	45,0	33,6	27,2	2 573,3	4 629,5	49,6	10 167,0	18,7	18 132,7	25,3	49,8
2025	398,3	77,5	112,2	8,1	45,0	35,7	29,7	2 593,8	4 908,7	55,4	10 248,2	19,9	18 532,5	26,2	46,0
2026	398,3	84,8	112,2	8,9	45,0	29,8	32,5	2 248,2	4 399,2	55,4	8 882,5	17,8	16 314,5	26,5	36,4
2027	398,3	92,7	112,2	9,7	45,0	26,0	35,5	1 937,9	3 868,7	55,4	7 656,5	15,7	14 253,4	25,0	0,0
2028	370,4	98,3	112,2	9,9	43,7	24,4	37,6	1 582,0	3 506,5	51,5	6 250,5	14,2	12 101,2	23,6	0,0
2029	344,5	104,2	112,2	10,0	42,4	22,7	39,9	1 268,7	2 791,5	47,9	5 012,8	11,4	9 808,2	21,9	0,0
2030	320,3	110,5	112,2	10,2	41,1	21,0	42,3	1 041,3	2 260,1	44,5	4 114,0	9,2	8 126,8	20,3	0,0
2031	297,9	117,2	112,2	10,4	39,9	19,4	44,9	844,3	1 920,3	41,4	3 335,7	7,8	6 791,4	18,8	0,0
2032	277,1	124,3	112,2	10,5	38,7	18,2	47,6	882,0	1 834,9	38,5	3 484,6	7,5	6 876,1	17,6	0,0
2033	257,7	131,8	0,0	10,7	37,5	17,8	50,5	1 200,2	2 284,1	35,8	4 742,2	9,3	8 777,6	16,9	0,0
2034	239,6	139,8	0,0	10,9	36,4	17,6	53,5	1 292,4	2 249,7	33,3	5 106,2	9,1	9 188,5	16,6	0,0
2035	222,9	148,2	0,0	11,1	35,3	16,9	56,7	1 114,4	1 774,3	31,0	4 402,9	7,2	7 821,0	16,4	0,0
2036	207,3	157,2	0,0	11,3	34,2	16,1	60,2	882,5	1 285,2	28,8	3 486,6	5,3	6 174,6	15,6	0,0
2037	192,7	166,7	0,0	11,5	33,2	15,4	63,8	640,7	853,4	26,8	2 531,2	3,5	4 538,9	14,9	0,0
2038	179,3	176,8	0,0	11,6	32,2	12,3	67,7	504,3	614,5	24,9	1 992,4	2,6	3 618,6	11,8	0,0
2039	166,7	187,5	0,0	11,8	31,2	11,8	71,8	397,0	442,4	23,2	1 568,3	1,9	2 913,6	11,4	0,0
2040	155,0	198,8	0,0	12,0	30,3	11,4	76,1	312,5	318,5	21,6	1 234,5	1,4	2 372,2	11,1	0,0
Итого приб. период 2023-2037	4 721,6	1 689,2	1 122,3	147,4	607,3	351,4	646,6	22 650,1	43 077,6	645,1	89 490,5	174,9	165 323,9	306,3	186,2
Итого расчет. период 2023-2040	5 222,6	2 252,2	1 122,3	182,9	701,1	387,0	862,1	23 863,8	44 453,0	714,7	94 285,8	180,7	174 228,3	340,7	186,2



Таблица 4.2.3.8 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2

Года	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с+ расходы пеприода) приходящиеся на одну 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	Налогооблагаемый доход
	млн.тг	тыс.тг/тонну	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7
2023	20 700,3	125,5	13 865,6	151,6	19 837,9	14 728,0
2024	21 196,1	139,1	13 704,2	242,0	20 490,5	14 409,8
2025	21 791,4	155,1	13 387,8	256,6	21 141,6	14 037,6
2026	19 593,2	175,9	10 897,9	215,9	19 067,3	11 423,8
2027	17 532,9	199,7	8 749,6	189,6	17 113,9	9 168,6
2028	15 395,6	234,8	6 060,4	165,1	15 077,9	6 378,1
2029	13 119,5	272,8	4 088,0	144,0	12 879,3	4 328,2
2030	11 465,5	317,5	2 656,7	125,6	11 274,7	2 847,5
2031	10 198,6	380,8	1 251,8	109,5	10 044,4	1 406,0
2032	10 429,2	407,6	1 532,5	122,0	10 292,6	1 669,1
2033	12 519,6	393,0	3 759,0	133,8	12 468,5	3 810,0
2034	13 175,8	420,0	4 352,5	112,0	13 105,7	4 422,6
2035	11 997,0	484,8	3 117,0	98,4	11 951,9	3 162,1
2036	10 564,4	589,4	1 404,1	85,7	10 546,1	1 422,4
2037	8 349,4	701,5	339,6	74,8	8 355,1	333,9
2038	7 669,0	894,9	-829,5	65,2	7 684,5	-845,0
2039	7 231,6	1 172,1	-1 847,9	56,8	7 252,7	-1 869,0
2040	6 981,8	1 571,7	-2 744,1	49,6	7 005,6	-2 767,9
Итого приб. период 2023-2037	218 028,5	223,2	89 166,5	2 226,5	213 647,3	93 547,7
Итого расчет. период 2023-2040	239 911,0	240,8	83 745,0	2 398,1	235 590,1	88 065,9



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 –12%, в соответствии с действующим налоговым кодексом РК. Налог на добавленную стоимость при приобретении основных фондов, материалов и услуг облагаются по ставке 12%, 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 – 9,5-11% от величины Фонда оплаты труда (ФОТ);
5. Социальные отчисления – 3,5-5% от величины Фонда оплаты труда (ФОТ);
6. Отчисления в фонд обязательного медицинского страхования – 2-3%;
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. Отчисления для ликвидации последствий недропользования – согласно раздела 14 «Выполнение обязательств по обеспечению ликвидации последствий недропользования»
11. 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, %
До 25 долларов США за баррель	0
С 25 до 30 долларов США за баррель	10
С 30 до 35 долларов США за баррель	20
С 35 до 40 долларов США за баррель	35
С 40 до 45 долларов США за баррель	40
С 45 до 50 долларов США за баррель	45
С 50 до 55 долларов США за баррель	50
С 55 до 60 долларов США за баррель	55
С 60 до 65 долларов США за баррель	60
С 65 до 70 долларов США за баррель	65
С 70 до 75 долларов США за баррель	70
С 75 до 80 долларов США за баррель	75
С 80 до 85 долларов США за баррель	80
С 85 до 90 долларов США за баррель	85
С 90 до 95 долларов США за баррель	90
С 100 до 105 долларов США за баррель	95
С 100 до 105 долларов США за баррель	100
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

12. 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
Свыше 90 долларов США за баррель	30

В таблицах 4.2.4.1 и 4.2.4.2 приведен расчет дохода государства.

**Таблица 4.2.4.2 - Расчет денежного потока наличности государства, в ценах с учетом инфляции.
Вариант 2**

Года	Доход Государства							
	Альтернативный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на имущество	Отчисления в фонд государственного соц. страхования и соц.налог	Подоходный налог с физических лиц	Таможенная пошлина	Прочие налоги	Итого
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2023	10 069,6	0,0	147,2	59,3	53,7	4 511,5	18,2	14 859,5
2024	10 167,0	550,0	147,7	59,3	58,8	4 629,5	18,7	15 630,9
2025	10 248,2	2 807,5	139,3	68,7	64,2	4 908,7	19,9	18 256,5
2026	8 882,5	2 284,8	127,4	68,7	70,2	4 399,2	17,8	15 850,6
2027	7 656,5	1 833,7	118,0	68,7	76,8	3 868,7	15,7	13 638,0
2028	6 250,5	1 275,6	110,5	63,9	78,1	3 506,5	14,2	11 299,3
2029	5 012,8	865,6	105,0	59,4	79,4	2 791,5	11,4	8 925,1
2030	4 114,0	569,5	100,9	55,2	80,7	2 260,1	9,2	7 189,7
2031	3 335,7	281,2	97,9	51,4	82,0	1 920,3	7,8	5 776,4
2032	3 484,6	333,8	96,6	47,8	83,4	1 834,9	7,5	5 888,7
2033	4 742,2	762,0	95,9	44,4	84,8	2 284,1	9,3	8 022,7
2034	5 106,2	884,5	93,1	41,3	86,2	2 249,7	9,1	8 470,2
2035	4 402,9	632,4	90,4	38,4	87,7	1 774,3	7,2	7 033,4
2036	3 486,6	284,5	88,2	35,7	89,1	1 285,2	5,3	5 274,6
2037	2 531,2	66,8	86,7	33,2	90,6	853,4	3,5	3 665,5
2038	1 992,4	0,0	85,6	30,9	92,2	614,5	2,6	4 810,6
2039	1 568,3	0,0	84,9	28,8	93,7	442,4	1,9	3 788,3
2040	1 234,5	0,0	84,3	26,7	95,3	318,5	1,4	2 995,3
Итого приб. период 2023-2037	89 490,5	13 431,9	1 644,9	795,6	1 165,8	43 077,6	174,9	149 781,2
Итого расчет. период 2023-2040	94 285,8	13 431,9	1 899,8	882,0	1 446,9	44 453,0	180,7	161 375,5

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%;
- 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 и газа.

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта 2023 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%.

Расчет чистой прибыли приведен в таблицах П14 и 4.2.5.2.

Расчет потоков денежной наличности приведен в таблицах П15 и 4.2.5.4.

Таблица 4.2.5.2 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. Вариант 2

Года	Капитальные вложения млн.тг	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков млн.тг	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков млн.тг	Корпоративный подходный налог млн.тг	Чистая прибыль после выплаты подходного налога млн.тг
1	2	3	4	5	6
2023	740,3	14728,0	0,0	0,0	13865,6
2024	931,0	14409,8	2749,8	550,0	13154,3
2025	280,0	14037,6	14037,6	2807,5	10580,3
2026	0,0	11423,8	11423,8	2284,8	8613,1
2027	0,0	9168,6	9168,6	1833,7	6915,9
2028	0,0	6378,1	6378,1	1275,6	4784,7
2029	2,6	4328,2	4328,2	865,6	3222,4
2030	0,0	2847,5	2847,5	569,5	2087,2
2031	3,1	1406,0	1406,0	281,2	970,6
2032	66,9	1669,1	1669,1	333,8	1198,7
2033	95,1	3810,0	3810,0	762,0	2997,0
2034	0,0	4422,6	4422,6	884,5	3467,9
2035	0,0	3162,1	3162,1	632,4	2484,5
2036	0,0	1422,4	1422,4	284,5	1119,6
2037	0,0	333,9	333,9	66,8	272,8
2038	0,0	-845,0	0,0	0,0	-829,5
2039	0,0	-1869,0	0,0	0,0	-1847,9
2040	0,0	-2767,9	0,0	0,0	-2744,1
Итого приб. период 2023-2037	2118,9	93547,7	67159,7	13431,9	75734,6
Итого расчет. период 2023-2040	2118,9	88065,9	67159,7	13431,9	70313,1

Таблица 4.2.5.4 - Расчет потока денежной наличности. Вариант 2

Года	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат млн.тг	Поток денежной наличности млн.тг	Накопленный поток денежной наличности млн.тг	В.Н.П. (IRR), без учета инфляции %	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) (дисконт 10%), без учета инфляции млн.тг	Срок окупаемости (дисконт 10%), без учета инфляции лет
1	2	3	4	5	6	7
2023	13 865,6	14 139,4	36 445,8	23,5	11 772,0	
2024	13 154,3	13 170,8	49 616,6	25,2	14 696,5	
2025	10 580,3	11 206,7	60 823,2	26,0	16 748,5	
2026	8 613,1	9 354,9	70 178,2	26,5	18 172,3	



продолжение таблицы 4.2.5.4

1	2	3	4	5	6	7
2027	6 915,9	7 524,5	77 702,6	26,8	19 116,5	
2028	4 784,7	5 267,6	82 970,3	26,9	19 679,9	
2029	3 222,4	3 604,0	86 574,3	27,0	19 986,3	
2030	2 087,2	2 403,6	88 977,9	27,0	20 141,7	
2031	970,6	1 231,2	90 209,1	27,0	20 196,8	
2032	1 198,7	1 390,3	91 599,4	27,0	20 240,6	
2033	2 997,0	3 086,7	94 686,1	27,0	20 339,1	
2034	3 467,9	3 650,0	98 336,1	27,0	20 431,6	
2035	2 484,5	2 628,1	100 964,2	27,0	20 473,5	
2036	1 119,6	1 223,6	102 187,9	27,0	20 470,2	
2037	272,8	341,9	102 529,8	27,0	20 444,4	
2038	-829,5	-779,8	101 750,0	27,0	20 402,5	
2039	-1 847,9	-1 812,1	99 937,9	27,0	20 352,6	
2040	-2 744,1	-2 718,3	97 219,6	27,0	20 300,2	
Итого приб. период 2023-2037	75 734,6	80 223,4	102 529,8	27,0	20 444,4	1
Итого расчет. период 2023-2040	70 313,1	74 913,2	97 219,6	27,0	20 300,2	1

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти и газа из недр

Расчет коэффициента нефтеизвлечения производился по формуле:

$$\text{КИН} = K_1 * K_2 * K_3$$

где, K_1 – коэффициент охвата сеткой скважин, показывающий долю дренируемого объема нефтяных залежей при данной системе размещения скважин;

K_2 – коэффициент вытеснения нефти составил 0,660 д.ед., он получен по результатам эксперимента в лабораторных условиях на образцах керна при достаточно большой прокачке вытесняющего агента. Его величина зависит от различия физических свойств нефти и вытесняющего агента, проявляющегося в возникновении капиллярных сил на контакте нефти и агента, и от хаотической микронеоднородности пористой среды (см. раздел 2.4);

K_3 – коэффициент заводнения, показывающий долю извлечения подвижных запасов нефти, зависит от зональной и послойной неоднородности пласта, различия физических свойств нефти и вытесняющего агента.

Значения расчетных коэффициентов извлечения нефти для различных вариантов разработки по объектам и в целом по месторождения Каратурун Морской приведены в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1 – Месторождение Каратурун Морской. Сопоставление коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки

Коэффициенты, д. ед.	КИН утвержденный в ГКЗ, д.ед.	Коэффициенты по вариантам	
		1	2
I объект			
K ₁		0,551	0,551
K ₂		0,660	0,660
K ₃		0,285	0,285
КИН	0,076	0,104	0,104
II объект			
K ₁		0,765	0,771
K ₂		0,660	0,660
K ₃		0,859	0,859
КИН	0,388	0,434	0,437
III объект			
K ₁		0,678	0,717
K ₂		0,660	0,660
K ₃		0,712	0,712
КИН	0,313	0,319	0,337
В целом по месторождению			
КИН	0,335	0,373	0,380

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 (2023 – 2042 гг.);

2 вариант – 18 лет (2023 – 2040 гг.).

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 – 15 лет (2023 – 2037 гг.);

Вариант 2 – 15 лет (2023 – 2037 гг.).

Суммарный объем добычи нефти, за рентабельный (прибыльный) период по вариантам составляет:

1 вариант – 938,2 тыс.тонн;

2 вариант– 976,9 тыс.тонн.

Суммарный объем добычи нефти во втором варианте на 4% больше, чем в первом варианте.

Суммарная выручка от реализации продукции за рентабельный (прибыльный) период составляет:

1 вариант – 291 714,2 млн.тенге;

2 вариант – 307 195,0 млн.тенге.

Суммарная выручка от реализации продукции во втором варианте на 5% больше чем в первом варианте.

Объем необходимых инвестиций за рентабельный (прибыльный) период составляет:

1 вариант – 1 854,8 млн.тенге;

2 вариант – 2 118,9 млн.тенге.

Объем инвестиций во втором варианте на 12,5% больше чем в первом варианте.

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный (прибыльный) период составляют:

1 вариант – 208 947,2 млн.тенге;

2 вариант – 218 028,5 млн.тенге.

Суммарные эксплуатационные затраты во втором варианте на 4,2% больше чем в первом варианте.

Средние общие затраты на одну тонну нефти за рентабельный (прибыльный) период составляют:

1 вариант – 224,7 тыс.тенге/тонну;

2 вариант – 225,3 тыс.тенге/тонну.

Средние общие затраты на одну тонну нефти во втором варианте на 0,3% меньше чем в первом варианте.

Накопленная чистая прибыль за рентабельный (прибыльный) период составляет:

1 вариант – 70 579,4 млн.тенге;

2 вариант – 75 734,6 млн.тенге.

Накопленная чистая прибыль во втором варианте на 6,8% больше чем в первом варианте.

Суммарные выплаты Государству в виде налогов за рентабельный (прибыльный) период составляют:

1 вариант – 141 839,9 млн.тенге;

2 вариант – 149 781,2 млн.тенге.

Суммарные выплаты Государству во втором варианте на 5,3% больше чем в первом варианте.

Внутренняя норма прибыли (ВНП) по рассматриваемому проекту по вариантам за рентабельный (прибыльный) период, в ценах без учета инфляции, составляет

1 вариант – 26,9%;

2 вариант – 27,0%.

Значение ВНП больше 10%, что говорит о рентабельности вариантов 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 – 20 038,3 млн.тенге;

2 вариант – 20 444,4 млн.тенге.

Накопленный дисконтированный поток наличности во втором варианте на 2% больше чем в первом варианте.

На основе полученных результатов экономического расчета можно сделать следующие выводы:

- наибольшая суммарная выручка от реализации продукции приходится по второму варианту;
- наименьшие общие затраты на одну единицу продукции приходятся по второму варианту;
- наибольшая накопленная чистая прибыль приходится по второму варианту;
- наибольший накопленный дисконтированный поток денежной наличности приходится по второму варианту;
- наибольшие суммарные выплаты Государству, в виде налогов, приходятся по второму варианту.

Исходя из проведенного анализа, наиболее эффективным вариантом разработки месторождения с экономической точки зрения является второй вариант.

5.2 Учет возможности и предложений казахстанских производителей работ, услуг, товаров

Рекомендуется 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.

Таблица 5.1.1 - Интегральные экономические показатели проекта

№ п/п	Наименование показателей	Расчетный период с учетом инфляции		Прибыльный период с учетом инфляции	
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1	Вариант 2
1	Проектный период	2023-2042	2023-2040	2023-2037	2023-2037
2	Суммарная добычи нефти, тыс.тонн	960,2	996,1	938,2	976,9
3	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге	311 672,7	323 656,0	291 714,2	307 195,0
4	Эксплуатационные затраты, млн.тенге	241 554,9	239 911,0	208 947,2	218 028,5
	в том числе:		0,0		0,0
4.1	Затраты на транспорт нефти, млн.тенге	22 980,3	23 863,8	21 508,7	22 650,1
4.2	Альтернативный налог, млн.тенге	90 794,9	94 285,8	84 980,7	89 490,5
4.3	Налог на имущество, млн.тенге	2 036,6	1 899,8	1 617,1	1 644,9
5	Средние общие затраты на одну тонну нефти, тенге	253,5	243,0	224,7	225,3
6	Капитальные вложения (без НДС), млн.тенге	1 854,8	2 118,9	1 854,8	2 118,9
7	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.тенге	74 600,7	88 065,9	87 325,9	93 547,7
8	Корпоративный подоходный налог, млн.тенге	12 187,6	13 431,9	12 187,6	13 431,9
9	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млн.тенге	19 800,2	20 300,2	20 038,3	20 444,4
10	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	26,9	27,0	26,9	27,0
11	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), лет	1	1	1	1
12	Накопленная чистая прибыль, млн.тенге	57 930,2	70 313,1	70 579,4	75 734,6
13	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	156 080,8	161 375,5	141 839,9	149 781,2
14	КИН	0,373	0,380	0,368	0,376

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

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

6.1.1 Технологические условия эксплуатации добывающих скважин

Обоснование выбора рекомендуемого способа эксплуатации, устьевого и внутрискважинного оборудования в рамках Проекта разработки месторождения Каратурун Морской основывается на результатах технико-технологического анализа промысловых данных работы скважин (технологические режимы, ежемесячные рапорты), применяемых технологий и мероприятий, проводимых в процессе эксплуатации, а также условий эксплуатации скважин, физико-химических свойствах флюида, технологических показателей и условий разработки, рекомендованных настоящим проектом.

Текущее состояние, существующие технические и технологические условия эксплуатации скважин

По состоянию на 01.01.2023 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 44 ед., 31 (скв. №18; 35; 36; 37; Э-1; Э-4; Э-5; Э-6; Э-7; Э-10; Э-12; Э-13; Э-15; ЭР-18; ЭР-19; КМ-1; ЭР-17; 102; 103; 101; 104; 112; 32; Э-2; Э-9; Э-11; ЭР-16; 106; ЭР-20; 107; 105) ед. в работе, 5 (скв. №33, 34, Э-8; Э-14, 113) ед. в бездействии и 8 (скв. №108; 109; 110; 111; 114; 115; 116; 118) ед. в ожидании освоения.

Добыча нефти и газа на месторождении Каратурун Морской осуществлялась фонтанным и механизированным способом с использованием винтовых штанговых насосных установок (ВШНУ).

Структура фонда скважин в целом по месторождению Каратурун Морской отображена в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1 – Месторождение Каратурун Морской. Характеристика фонда скважин на 01.01.2023 г.

Наименование	Фонд скважин	Кол-во	I объект	II объект (основной)	III объект
Эксплуатационный фонд скважин	Добывающие	36	2 (18,34)	25 (33; 35; 36; 37; Э-1; Э-4; Э-5; Э-6; Э-7; Э-8; Э-10; Э-12; Э-13; Э-14; Э-15; ЭР-18; ЭР-19; КМ-1; ЭР-17; 102; 103; 101; 104; 112; 113)	9 (32; Э-2; Э-9; Э-11; ЭР-16; 106; ЭР-20; 107; 105)
	в т.ч.: Действующие	31	1 (18)	21 (35; 36; 37; Э-1; Э-4; Э-5; Э-6; Э-7; Э-10; Э-12; Э-13; Э-15; ЭР-18; ЭР-19; КМ-1; ЭР-17; 102; 103; 101; 104; 112)	9 (32; Э-2; Э-9; Э-11; ЭР-16; 106; ЭР-20; 107; 105)
	винтовые	26	1 (18)	16 (35; 36; 37; Э-1; Э-4; Э-5; Э-6; Э-7; Э-13; Э-15; КМ-1; ЭР-17; 101; 102; 103; 104)	9 (32; Э-2; Э-9; Э-11; ЭР-16; 106; ЭР-20; 107; 105)
	фонтанные	5		5 (Э-8; Э-10; ЭР-18; ЭР-19; 112)	
	бездействующие	5	1 (34)	4 (33; Э-8; Э-14; 113)	
	в ожидании освоения	8		8 (108; 109; 110; 111; 114; 115; 116; 118)	
В консервации		1		1 (21)	
Ликвидированные		7		7 (17; 22; 23; 30; 31; 117; 119)	
Всего фонд		52			

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.

Скважины, эксплуатируемые фонтанным способом

В эксплуатационном фонде фонтанных скважин числились 5 (Э-8; Э-10; ЭР-18; ЭР-19; 112) ед., и все находились на II основном объекте.

На дату составления Проекта, в декабре 2022 г., в эксплуатации фонтанным способом работала 1 (Э-107) скважина. Дебит жидкости и нефти в среднем составлял соответственно 57,3 т/сут и 17,7 т/сут, газовый фактор 30,2 м³/т при этом обводненность составляла 69,2%.

Скважины, эксплуатируемые ВШНУ

Эксплуатационный фонд механизированных скважин составлял 26 ед., из которых 1 ед., на I объекте, 16 ед., на II объекте и 9 ед., на III объекте.

Согласно эксплуатационному рапорту по добыче за декабрь 2022 г., 26 винтовых (скв. № 18, 35, 36, 37, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 112, КМ-1, Э-1, Э-10, Э-11, Э-13, Э-15, Э-2, Э-4, Э-5, Э-6, Э-7, ЭР-16, ЭР-17, ЭР-19) скважины работали со средним дебитом жидкости 25,4 т/сут в диапазоне от минимального 4,4 т/сут (скв. №101) до максимального 76,7 т/сут (скв. №Э-1) при средней обводнённости продукции 58,4%.

Устьевое и внутрискважинное оборудование фонтанных скважин

Устье добывающих скважин оборудовано фонтанной арматурой АФК 1Э65х21ХЛ с боковым отводом 65 мм, рассчитанная на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI). Для герметизации устья скважины, разобщения затрубного пространства, а так же для направления продукции скважины в систему сбора на устье фонтанных скважин установлено наземное оборудование, состоящее из фонтанной арматуры и колонной головки. Управление запорными устройствами (задвижками) на боковых отводах приводится в действие маховиком (ручным способом). Изменение режима работы скважины осуществляется с помощью штуцеров, установленных на боковых отводах фонтанной елки. Применяемые регулируемые штуцеры предусматривают возможность изменения (регулирования) проходного сечения. Подъем жидкости на поверхность осуществляется по колоннам насосно-компрессорных труб (НКТ) с наружным диаметром 73 мм.

Устьевое и внутрискважинное оборудование ВШНУ

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 действующих 14 винтовых скважин, 1 скважина (скв. №18) оборудована насосом модели Baker Hughes-21, 2 скважины (скв. №Э-1, Э-5) оснащены насосами Baker Hughes-32 и 5 скважин (скв. №Э-4, Э-6, Э-15, 32, 35) насосами Baker Hughes-43 с теоретической производительностью от 21 до 43 м³/сут при частоте вращений 100 об/мин. 6 скважины (скв. №Э-7, Э-9, Э-13, 18, 36, 37) оборудованы насосами Netzsch с номинальной подачей жидкости от 10 до 50 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 12 новых добывающих скважин для разработки II объекта, с размещением по сетке с расстоянием 300х300 м и перевод 2

добывающих скважин на I объект с нижележащего II объекта. Динамика фонд скважин и показателей разработки по 3 объектам составит следующее:

I объект

- Для эксплуатации I объекта разработки (горизонты Ю-I+II) предусмотрен перевод скважины 34 под испытание в ППД на II объект в 2023 г. Общий фонд добывающих скважин составит 1 ед;
- Фонд добывающих скважин с 2023 по 2029 г. будет составлять 1 ед.;
- Среднегодовой дебит нефти на 1 скважину с 2023 по 2029 гг. будет варьироваться в диапазоне 0,4-12,4 т/сут, в дальнейшем уменьшится с 12,4 до 0,4 т/сут по истечению периода разработки;
- Среднегодовой дебит жидкости на 1 скважину увеличится с 37,1 т/сут в 2023 г. до 42,3 т/сут в 2025 г. и в последующие годы уменьшится до отметки 24,4 т/сут в 2029 г.;
- Среднегодовая обводнённость продукции по объекту имеет тенденцию роста с 66,6% в 2023 г. до 98,2% в 2029 г.

II объект

- Для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV, Ю-V) – предусмотрено бурение 3 проектных скважин в 2023 г. и 2 проектных скважин в 2024 г., перевод 9 скважин с III объекта после отработки на нефть в 2032-2033 гг.
- Общий фонд добывающих скважин составит 35 ед.;
- Ввод новых добывающих скважин из бурения в 2023 г. – 3 ед. и в 2024 г. – 2 ед.
- Фонд добывающих скважин по объекту увеличится с 28 ед. в 2023 г. до 39 ед. в 2033 г.;
- Среднегодовой дебит нефти на 1 скважину уменьшится с 13,2 т/сут в 2023 г. до 1,8 т/сут в 2033 г.;
- Среднегодовой дебит жидкости имеет тенденцию снижения с отметки 35,3 т/сут в 2023 г. до 22,5 т/сут в 2033 г.;
- Среднегодовая обводнённость продукции по объекту имеет тенденцию роста с 64,7% в 2023 г. до 86,4% в 2033 г.

III объект

- Для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VII+Ю-VIII+IX+X) – предусмотрено бурение 1 добывающей скважины в 2025 г., с дальнейшим переводом на II объект в 2033 г.. Также предусмотрен ввод под добычу из освоения 8 скважин в 2023-2024 гг., с дальнейшим переводом на II объект в 2032-2033 гг. Общий фонд добывающих скважин



составит 18 ед. Фонд добывающих скважин по объекту в 2023 г. 12 ед., и в 2033 г. составить 13 ед.;

- Среднегодовой дебит нефти на 1 скважину уменьшится с 17,4 т/сут в 2023 г. до 2,1 т/сут в 2032 г.;
- Среднегодовой дебит жидкости на 1 скважину увеличится с 32,5 т/сут в 2023 г. до 44,3 т/сут в 2032 г.;
- Среднегодовая обводнённость продукции по объекту имеет тенденцию роста от 54,4% в 2023 г. до 95,2% в 2032 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 регулируемые 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.

Правильность эксплуатации и обеспечение более длительного и бесперебойного фонтанирования скважин заключается в том, чтобы обеспечить оптимальный дебит при возможно меньшем газовом факторе с минимальными потерями давления в подъемнике (фонтанирование на оптимальном режиме). Для создания таких условий фонтанирования и определения условий перевода скважин на механизированный способ, необходимо оценить предельные (минимальные) давления фонтанирования скважин и предельную обводнённость (при которой скважины прекращают фонтанировать), обосновать выбор фонтанного подъемника (компоновку лифта) и согласовать работу системы пласт-скважина (Q_n , P_u , $P_{зб}$, $K_{прод}$), а также обосновать выбор соответствующего наземного и подземного оборудования.

Для расчета и обоснования предельных давлений фонтанирования, при условии поддержания забойных давлений несколько ниже (или на уровне) давления насыщения, использован графоаналитический метод, основанный на определении объема свободного

газа и расхода газа при работе газожидкостного подъемника. Для условий фонтанирования необходимо, чтобы средний объем свободного газа, приходящийся на единицу массы жидкости (Гэф), был больше или, по крайней мере, был равен удельному расходу газа при работе подъемника на оптимальном режиме $R_{опт}$ ($Гэф \geq R_{опт}$).

На рисунке 6.1.1 приведён график зависимости минимальных забойных от устьевых давлений (условия фонтанирования) для скважин I объекта (горизонты Ю-I+II) при применении подъемника с диаметром 73 мм при условии $P_{заб} \geq P_{нас}$ (см. таблицу 3.4.2.1)

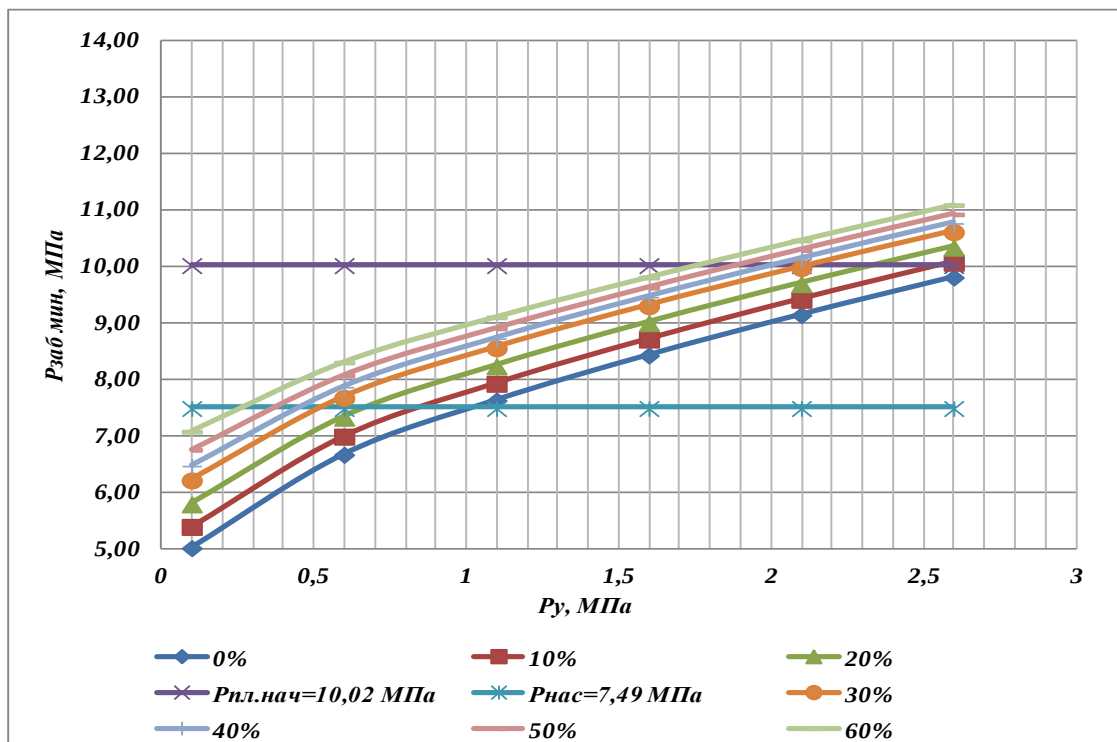


Рисунок 6.1.1 – Условия фонтанирования скважин I-го объекта

Как видно из графика, приведенного на рисунке 6.1.1, фонтанирование скважин работающих с нулевой обводненностью продукции может быть обеспечено при минимальном забойном давлении фонтанирования от 7,49 МПа ($P_{заб} > P_{нас}$) до 9,81 МПа которому соответствуют давления на устье от 1,1 до 2,6 МПа. С увеличением обводнённости до 20% предельным устьевым давлениям от 0,6 до 2,3 МПа соответствует предельные забойные давления фонтанирования от 7,49 до 10,02 МПа до получения значения необходимой депрессии для получения проектного дебита, с учётом продуктивности скважин. С увеличением обводненности выше 20% ожидаемый запас по возможному устьевому давлению минимальный (значения от 0,7 до 0,1 МПа), в связи с чем фонтанирование может быть непродолжительным.

Из чего следует, что на механизированный способ добычи, следует переводить скважины, фонтанирование которых становится нерациональным при увеличении обводнённости (снижение депрессии и дебита).

На рисунке 6.1.2 приведён график зависимости минимальных забойных давлений от устьевых давлений (условия фонтанирования) для скважин II объекта (горизонты Ю-IV, Ю-V) при применении подъемника диаметром 73 мм при условии $R_{заб} \geq R_{нас}$ (см. таблицу 3.4.2.1)

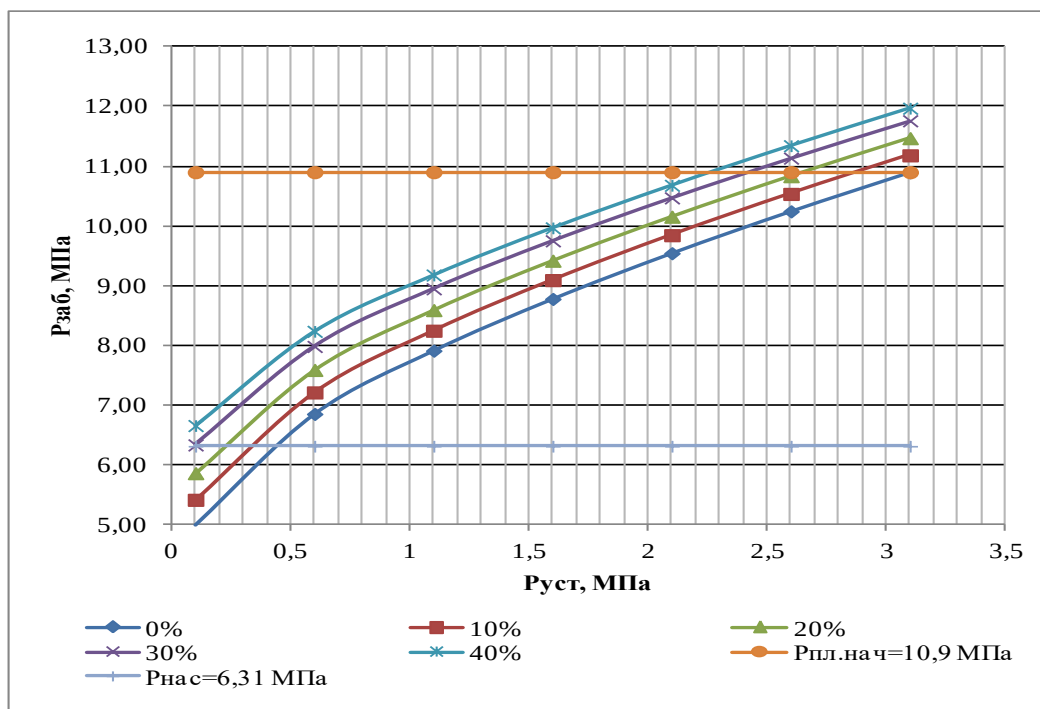


Рисунок 6.1.2 – Условия фонтанирования скважин II-го объекта

Как видно из графика, приведенного на рисунке 6.1.2, фонтанирование скважин работающих с нулевой обводненностью продукции может быть обеспечено при минимальном забойном давлении фонтанирования от 6,31 до 10,9 МПа которому соответствуют давления на устье от 3,1 до 0,4 МПа. С увеличением обводнённости до 20% предельным устьевым давлениям от 0,1 до 2,4 МПа соответствует предельные забойные давления фонтанирования от 6,31 до 10,9 МПа, до значения создания необходимой депрессии для получения проектного дебита, с учётом продуктивности скважин.

На механизированный способ эксплуатации скважин следует переводить при прекращении фонтанирования или в случае, когда фонтанирование становится нерациональным при увеличении обводнённости (снижении депрессии на пласт).

На рисунке 6.1.3 приведён график зависимости минимальных забойных давлений от устьевых давлений (условия фонтанирования) для скважин III объекта (горизонты Ю-

VII+Ю-VIII+IX+X) при применении подъемника диаметром 73 мм при условии $P_{заб} \geq P_{нас}$ (см. таблицу 3.4.2.1)

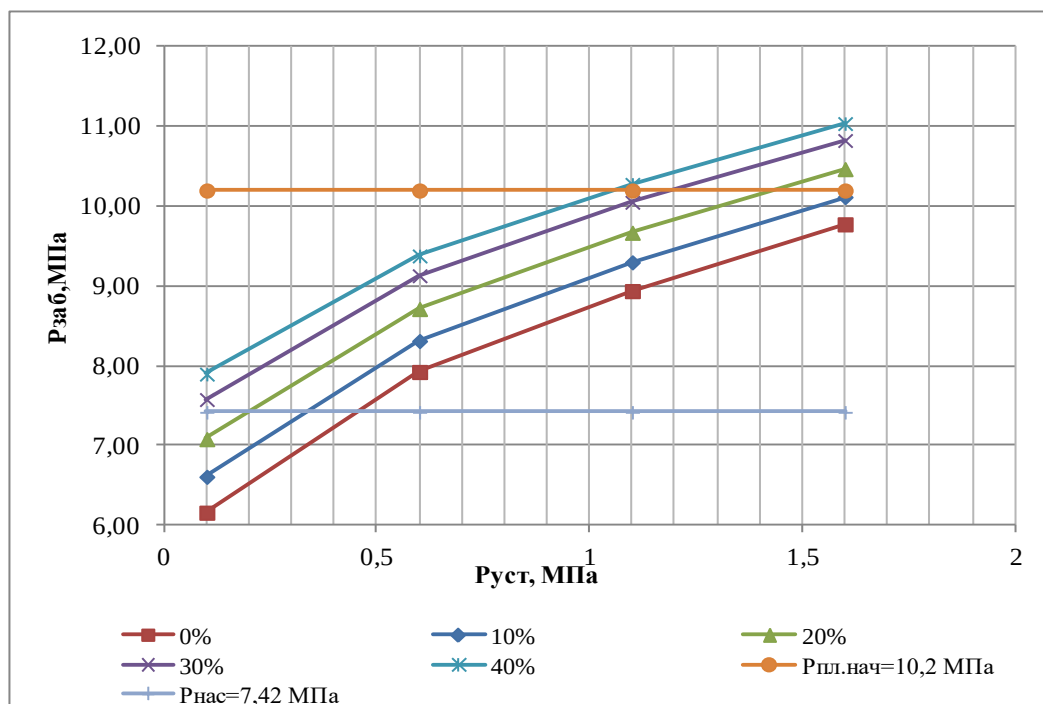


Рисунок 6.1.3 – Условия фонтанирования скважин III-го объекта

Как видно из графика, приведенного на рисунке 6.1.3, фонтанирование скважин работающих с нулевой обводненностью продукции может быть обеспечено при минимальном забойном давлении фонтанирования от 10,2 до 7,4 МПа которому соответствуют давления на устье от 1,7 до 0,45 МПа. С увеличением обводнённости до 20% предельным устьевым давлениям от 1,4 до 0,2 МПа соответствует предельные забойные давления фонтанирования от 10,2 до 7,42 МПа до значения создания необходимой депрессии для получения проектного дебита с учётом продуктивности скважин.

На механизированный способ эксплуатации скважин следует переводить при прекращении фонтанирования или в случае, когда фонтанирование становится нерациональным при увеличении обводнённости (снижении депрессии на пласт).

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 «MOYNO» 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 «MOYNO» 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.

Дегазированная нефть месторождения Каратурун Морской тяжелая, смолистая, сернистая, малопарафинистая, не застывающая и с низким выходом светлых фракций. Плотность нефти в среднем составляет $933,8 \text{ кг/м}^3$. При эксплуатации скважин и наземного оборудования месторождения Каратурун Морской вероятны осложнения, связанные с содержанием в ней тяжелых углеводородов: по содержанию парафина нефть относится к типу малопарафинистых, в среднем его количество составляет 1,23 % масс. Содержание в нефти смол силикагелевых в среднем составляет 15,0 % масс, серы 1,58 % масс., асфальтенов – 4,2 % масс. Температура застывания нефти в среднем составила минус 12,2 °С.

Асфальто-смоло-парафиновые отложения

По состоянию на 01.01.2023г. на месторождении имеется 32 действующих скважин (18; 32; 35; 36; 37; Э-1; Э-2; Э-4; Э-5, Э-6; Э-7; Э-9; Э-10; Э-11; Э-12; Э-13; Э-15; ЭР-16; ЭР-17; ЭР-18; ЭР-19; ЭР-20; КМ-1; 101; 102; 103; 104; 105; 106; 107; 112; 113);

простаивающее 3 скважины (Э-12, 105, 113);

в бездействий 4 скважины (33, 34, Э-14, Э-8);

в ожидании освоения 8 скважин (108 (Ю-IX); 109 (Ю-IX+X); 110 (Ю-X); 111 (Ю-X); 114 (Ю-IX+X); 115 (Ю-IX+X); 116 (VIII+Ю-IX+X); 118 (Ю-IX+X));

5 скважин в бурении (120, 122; 124; 126, 127);

одна скважина в консервации (скв. 21);

ликвидированных 7 скважин (17, 22, 23, 30, 31, 117, 119).

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: Т - сумма времени, отработанного скважинами;

N - суммарное количество обработок за расчётный период времени.

По проведенным работам ОГН на месторождении Каратурун Морской результаты МОП представлены ниже в таблице 6.2.1.

Таблица 6.2.1 - МОП после ОГН месторождении Каратурун Морской за 2020год

№ скв.	Количество ОГН/Дата 2020 г.												Всего обр.	МОП, сут
	янв	фев	март	апр	май	июн	июл	авг	сент	окт	нояб	дек		
103												1	1	366
105									1	3	1	1	6	61
106	1							1	1	1			4	91,5
107					1	1				1	1	1	5	73,2
108			1		2						1	1	5	73,2
111											1		1	366
113	1					3							4	91,5
КМ-1	1	2		4	1	2	1	2	4			1	18	20,33
КМ-2								1					1	366



Продолжение таблицы 6.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Э-10			1				2				1	1	5	73,2
Э-11		1						2					3	122
Э-15					1								1	366
Э-2	2		1				1		2	1		1	8	45,75
Э-8		1											1	366
Э-9						1							1	366
ЭР-16									2				2	183
ЭР-17							1				1	1	3	122
ЭР-18						1							1	366
ЭР-19								1	1			2	4	91,5
ЭР-20		3	1					1				1	6	61
Итого	5	7	4	4	5	9	5	8	11	6	6	11	80	183,6

Таблица 6.2.2 - МОП после ОГН месторождений Каратурун Морской за 2021год

№ скв.	Количество ОГН/Дата 2021 г.												Всего обр.	МОП, сут
	январь	фев	март	апр	май	июн	июл	авг	сент	окт	нояб	дек		
101				2									2	182,5
102	2	1		1	2	3		1		1			11	33,2
103						1	1		1	1	3		7	52,14
104				2									2	182,5
105			1										1	365
106			1	1					1	1			4	91,3
107			2				1						3	121,7
108										2			2	182,5
109							1			1	2		4	91,3
110						3		2					5	73
111			1	1	4	1		1					8	45,6
114	3	1		1	2	1	1						9	40,6
116						1							1	365
118							1						1	365
Э-10		1	1	2	1	1			1	2			9	40,6
Э-15												1	1	365
Э-2					1			3					4	91,3
Э-7			1										1	365
ЭР-17	2	1											3	121,7
ЭР-18	1												1	365
ЭР-19	2	3	1	2	2								10	36,5
Итого	10	7	8	12	12	11	5	7	3	8	5	1	89	170,3

Таблица 6.2.3 - МОП после ОГН месторождений Каратурун Морской за 2022год

№ скв.	Количество ОГН/Дата 2022 г.												Всего обр.	МОП, сут
	январь	фев	март	апр	май	июн	июл	авг	сент	окт	нояб	дек		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
101								1					1	365
102			1	1	1	2	2	1					8	45,6
106		2											2	182,5



Продолжение таблицы 6.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
107	1	2	3	1	1	4		1					13	28,1
108				1									1	365
109			1		1								2	182,5
112			1		1	1		3			1		7	52,1
114			1										1	365
115					1								1	365
Э-9							1						1	365
ЭР-18							1						1	365
Итого	1	4	7	3	5	7	4	6			1		38	243,7

Таким образом, МОП в 2020 году от проведенных работ ОГН составил 183,6 суток.

МОП за 2021 год составил 170,3 суток. МОП за 2022 год составил 243,7 суток.

Тепловые обработки скважин остаются основными методами по борьбе с АСПО в подземном оборудовании и рекомендуются к дальнейшему применению.

Рекомендуется продолжать проведение ОГН.

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.

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.

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 проводились 9 перфорационных работ в 8ми скважинах. 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 6.2.4 - Эффективность от проведенных перфорации

пп №	№ скв.	Дата ГТМ	За месяц до			За месяц после			Прирост, т/сут		
			qn, т/сут	qж, т/сут	Обв, %	qn, т/сут	qж, т/сут	Обв, %	qn, т/сут	qж, т/сут	Обв, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Э-9	Июнь, 2020	7,8	14,5	46,0	12,7	21,0	39,8	4,9	6,5	-6,2



Продолжение таблицы 6.2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	ЭР-20	Июль, 2020	19,6	31,5	38,0	24,0	38,4	37,5	4,4	6,9	-0,5
3	107	Май, 2021	Простой с 8.08.2020			36,6	66,0	44,5			
4	32	Май, 2021	19,7	55,7	64,6	18,1	44,1	59,0	-1,6	-11,6	-5,6
5	Э-12	Май, 2021	11,2	26,7	58,0	10,5	23,7	56,1	-0,7	-3	-1,9
6	102	Июнь, 2021	20	38,1	47,6	18,9	41,3	54,2	-1,1	3,2	6,6
7	ЭР-19	Июнь, 2021	20,9	42,2	50,4	42,3	68,4	38,2	21,4	26,2	-12,2
8	32	Июль, 2021	18,1	44,1	59,0	6,1	19,7	69,1	-12	-24,4	10,1
9	Э-15	Декабрь, 2021	8,7	43,3	79,9	Вне даты анализируемого периода*					

*расчеты эффективности не производился, потому что дата расчета выходит за пределы анализируемого периода.

Успешность от проведенных ГТМ составило 33%.

Рекомендуется продолжать перфорационные работы.

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 7ми скважинах ниже были проведены 8 работ по изоляции водопритока и представлена таблица эффективности от проведенных изоляционных работ за анализируемый период.

Таблица 6.2.5 - Эффективность от проведенных РИР

Пп№	№ скв.	Дата проведения РИР	до			после			Прирост, т/сут		
			qn, т/мес	qж, т/мес	Обв, %	qn, т/мес	qж, т/мес	Обв, %	qn, т/мес	qж, т/мес	Обв, %
1	Э-4	октябрь, 2020	0	0	0	10,9	19,0	42,5			
2	ЭР-20	Июль, 2020	19,6	31,5	38,0	24,0	38,4	37,5	4,4	6,9	-0,5
3	ЭР-18	Август, 2020	Остан. с 11.06.2019г			34,9	56,0	37,7			
4	18	Октябрь, 2020	10,1	25,7	60,7	7,4	14,4	48,5	-2,7	-11,3	-12,2
5	Э-6	Апрель, 2022	17,8	62,7	71,6	9,0	28,1	68,1	-8,8	-34,6	-3,5
6	101	Август, 2022	6,46	22,56	71,4	7,49	21,26	64,8	1,03	-1,3	-6,6
7	36	Август, 2022 РИР	6,3	22,8	72,0	14,4	33,2	56,6	8,1	10,4	-15,4
8	Э-4	Декабрь, 2022 РИР	9,0	33,6	73,3	Вне даты анализируемого периода*					

Успешность от проведенных РИР составило 38%.

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.

При применении любого из методов необходимо предусмотреть мероприятия по минимизации технологических рисков, учитывая геолого-физическую характеристику продуктивного коллектора, а также состояние призабойной зоны скважин.

Гидроразрыв

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.

6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутривыпускного сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для герметизированного сбора, обеспечения поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти и газа до товарной кондиции и сдачи потребителю.

В настоящее время на месторождении Каратурун Морской эксплуатируются 31 нефтяных скважин.

Нефтегазовая смесь от скважин по выкидным линиям направляется в автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ-1/2/3/4-«Спутник»), где производится замер дебита поступающей продукции скважины.

Из замерной установки продукция всех скважин по общему трубопроводу поступает на групповую установку (ГУ-1) в двухфазный нефтегазовый сепаратор (буферную емкость БЕ-1/2), где происходит разделение нефтяной эмульсии и газа. Нефтяная эмульсия после сепарации поступает на прием насосов (Н-1/2) и далее через печи подогрева ПП-0,63 (ПП-1/2, 1 в работе/1 в резерве) транспортируется на установку предварительного сброса воды (УПСВ).

Нефтяная эмульсия по нефтепроводу через узел учета жидкости поступает в печи подогрева нефтяной эмульсии ПНЭ-2.7 (ПНЭ-1/1, 1 в работе/1 в резерве) и далее, последовательно направляется в буферные емкости (БЕ-3/4), где происходит обессоливание нефти (в данных емкостях находится подушка пресной воды, через которую пропускается нефть). Частично обезвоженная нефть направляется в емкости (Е-1/2/3), для окончательного отстоя пластовой воды. Некондиционная нефть из емкостей (Е-1/2/3) откачивается насосами (Н-3/4) в печи подогрева нефти ПП-0,63 (ПП-3/4, 1 в работе/1 в резерве) и далее, насосами (Н-7/8) транспортируется по нефтепроводу на установку подготовки нефти (УПН).

Некондиционная нефть через узел учета нефти поступает в буферные емкости (БЕ-4/5) и далее, откачивается насосами (Н-13/14) через печи подогрева нефти ПП-0,63 (ПП-5/6, 1 в работе/1 в резерве) в два накопительных резервуара (РВС-1000), где осуществляется доведение нефти до товарного качества согласно СТ РК 1347-2005. Также предусмотрен отвод некондиционной нефти из потока после печей (ПП-5/6) в три параллельные емкости (Е-7/8/9), где осуществляется дополнительный отстой и далее подача в поток нефти после накопительных емкостей (БЕ-4/5).

Кондиционная нефть из РВС-1000 откачивается насосами (Н-15/16) в печи подогрева ПП-0,63 (ПП-7/8, 1 в работе/1 в резерве) и далее, насосами (Н-17/18) транспортируется через узел учета нефти на пункт сдачи нефти (ПСН), где происходит сбор товарной нефти в резервуары и последующая сдача ее в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл».

Для осуществления технологического процесса на УПН, для подпитки используется техническая (пресная) вода, которая через насос (Н-19) поступает в накопительную емкость (Е-4) и насосами (Н-9/10) откачивается через печь подогрева УН-1 (1 в работе) и подается в поток нефти на выходе печей подогрева ПП-0,63 (ПП-5/6, 1 в работе/1 в резерве).

Для повышения эффективности процесса деэмульсации перед УПСВ и на УПН предусмотрены площадки подачи химических реагентов (БР-1/2) - деэмульгатора марки «РАНДЕМ- 210Б» с удельным расходом 133 г/т и 33 г/т соответственно.

Попутный газ, выделившийся в двухфазном нефтегазовом сепараторе (БЕ-1/2), отводится в газовый сепаратор (ГС-1), где производится его очистка от капельной жидкости и механических примесей. Далее через узел учета газа, часть очищенного газа подается в качестве топлива на печи подогрева ПП-0,63 (ПП-1/2, 1 в работе/1 в резерве) на ГУ-1, оставшаяся часть газа через узел учета газ по газопроводу транспортируется на объект УПСВ, где поступает в газовый сепаратор (ГС-2) для дополнительной очистки. После сепаратора (ГС-2) часть газа в качестве топлива подается на печи ПП-0,63 (ПП-3/4, 1 в работе, 1 в резерве), ПНЭ-2.7 (ПНЭ-1/1, 1 в работе/1 в резерве) и ВГУ -60 (ВГУ-1/2, 1 в работе/1 в резерве) на УПСВ, оставшаяся часть газа по газопроводу через узел учета газа направляется на УПН и поступает последовательно в горизонтальные газовые сепараторы ГС-3 и ГС-4, откуда далее в качестве топлива подается на печи УН-1 (1 в работе) и ПП-0,63 (ПП-5/6/7/8, 2 в работе, 2 в резерве).

Пластовая вода, отделившаяся в накопительных емкостях (Е-1/2/3) на УПСВ, откачивается насосами (Н-5/6) через печи подогрева (ВГУ-1/1, 1 в работе/1 в резерве) в резервуар пластовой воды РВС-3000 и затем утилизируется в утилизационную скважину (участок Каратурун Морской).

Подтоварная вода, отделившаяся в резервуарах РВС-1000 на УПН, накапливается в емкостях (Е-5/6) и далее через насосы откачки (Н-11/12) вывозится автотранспортом.

Скопившийся конденсат из газовых аппаратов на ГУ-1, УПСВ и УПН сбрасывается в дренажную систему с накопительными дренажными емкостями (Д-1/2/3/4/5/6). Данные емкости также задействуют при опорожнении оборудования и трубопроводов перед проведением планово-предупредительных ремонтов и при аварийных ситуациях.

Для обеспечения надежности производства и возможности сброса на факел продуктов

опорожнения с аппаратов и трубопроводов через предохранительные пружинные клапана (ППК) перед проведением технических осмотров и планово-предупредительных ремонтов, а также при аварийных ситуациях, объекты ГУ-1 и УПСВ оснащены индивидуальными факельными системами (Ф-1/2).

На рисунке 6.3.1 представлена принципиальная технологическая схема месторождения Каратурун Морской.

Технологические потери нефти

Для учета изменений в системе сбора и подготовки нефти месторождения Каратурун Морской была выполнена работа «Разработка норматива технологических потерь нефти при добыче, транспортировке и подготовке на объектах ТОО «Бузачи Нефть»» компанией АО «НИПИнефтегаз» в 2018 году.

В данной работе проанализирована существующая система добычи, сбора, транспортировки и первичной подготовки добываемой продукции на месторождений Каратурун Морской, выявлены возможные источники технологических потерь нефти и газа.

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» произведены расчеты среднегодовых 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

Наименование технологических потерь нефти	Уровень технологических потерь
Среднегодовые потери от испарения в том числе, %:	0,4097567
Потери от испарения в системе сбора нефти на скважинах	0,0320512
Потери от испарения при подготовке нефти на ГУ	0,3777055
Среднегодовые потери нефти за счет уноса со сточной водой, %	0,0018733
Среднегодовые потери нефти за счет уноса капельной нефти газом, %	0,0001185

При существенных изменениях нефтепромысловой технологии или вводе в эксплуатацию нового технологического оборудования нормативы технологических потерь должны периодически пересматриваться в процессе эксплуатации месторождения.

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.

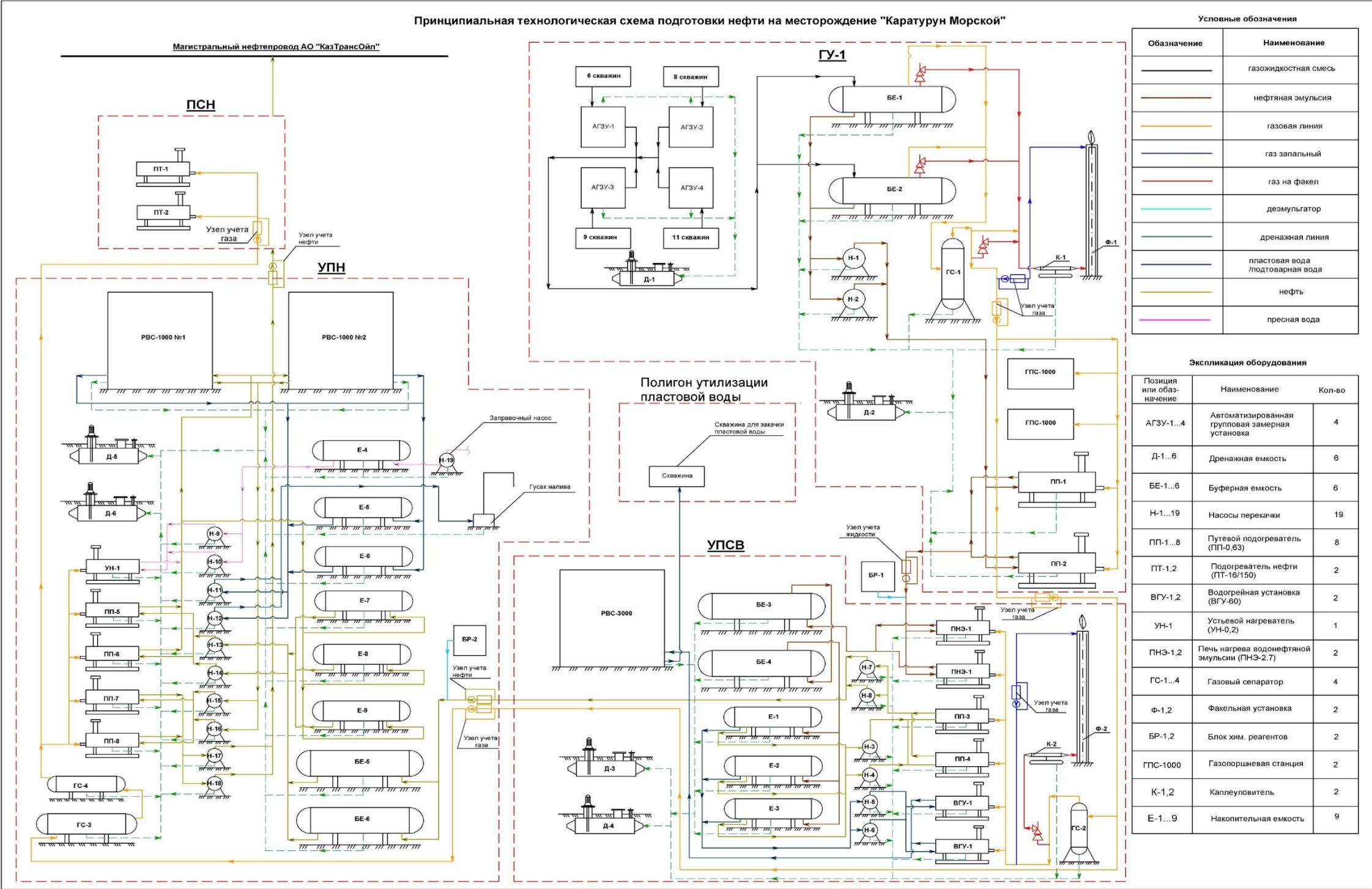


Рисунок 6.3.1 – Принципиальная технологическая схема месторождения Каратурун Морской



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 № 6/7РГ 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.).

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 промысла, газ сжигается только в объеме неизбежного сжигания, регламентированного ПРППГ.

В таблице 6.4.1 приведен баланс добычи распределения нефтяного газа за последние 5 лет с 2018 по 2022 гг..

Таблица 6.4.1 - Баланс добычи распределения нефтяного газа за последние 5 лет с 2018 по 2022 гг..

№ п/ п	Показатели	Годы									
		2018		2019		2020		2021		2022	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Добыча сырого газа, млн.м ³	3,3	1,976*	2,80	3,572*	3,4	3,546*	4,55	5,25	5,77	4,575
2	Объем газа, потребляемого на собственные технологические нужды, млн.м ³	3,117	1,923	2,654	3,507	3,249	3,475	4,3994	5,180	5,6189	4,5577
3	Объем технологически неизбежного сжигания газа, млн.м ³	0,183	0,053	0,146	0,064	0,1506	0,071	0,1506	0,0701	0,1511	0,0173

Примечание: * 2018 год - в том числе добыча газа при испытании (0,107 млн.куб.м); *2019 год – в том числе добыча газа при испытании (1,27 млн.куб.м); *2020 год – в том числе добыча газа при испытании (0,753 млн.куб.м),

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 CO_2 , H_2S , кислорода, концентрации механических примесей и нефтепродуктов.

Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в

питательную среду для определения количества сульфатвосстанавливающих 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.

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 месторождения Каратурун Морской рекомендуется следующая конструкция скважин:

Направление 323,9 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	323,9	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 буровой 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.

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 x 450 м		Эксплуатационная колонна 168,3 мм x 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 150-200 м выше про- дуктивных 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 прихватоопасных 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 (колюматации), 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 4-5 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.

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 ОБОСНОВАНИЕ 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 период 2023 – 2040 годы.

В таблицах 8.1 - 8.4 приведены плановые показатели по добыче нефти, газа, закачке воды, а также динамика фонда и средних дебитов скважин по объектам и в целом по месторождению Каратурун Мосркой, также по территориям Недропользователей для рекомендуемого 2 варианта разработки.

Таблица 8.1 – Месторождение Каратурун Морской. I объект. Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ

№ п/п	Показатели	Годы						
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Добыча нефти, тыс. т	4,1	3,5	2,9	2,4	1,4	0,6	0,1
2	в т. ч. из: переходящих скважин, тыс.т.	4,1	3,5	2,9	2,4	1,4	0,6	0,1
3	новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	мехспособом, тыс.т.	4,1	3,5	2,9	2,4	1,4	0,6	0,1
5	из переведенных скв. с др.объектов	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0	0
7	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0	0
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	2	2	2	2	2	2	2
13	В т.ч. - добывающие скв.	2	2	2	2	2	2	2
14	- вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	0	0	0	0	0
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.	4,9	4,1	3,5	2,9	2,4	1,4	0,6
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	4,9	4,1	3,5	2,9	2,4	1,4	0,6
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	4,1	3,5	2,9	2,4	1,4	0,6	0,1
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,8	-0,6	-0,5	-0,6	-0,9	-0,8	-0,4
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-16,8	-15,0	-15,0	-20,0	-40,0	-60,0	-75,0
22	Мощность новых скважин, тыс.т.	0	0	0	0	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.	1	1	1	1	1	1	1
26	В т.ч. нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	1	1	1	1	1	1	1
28	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	37,1	44,4	42,3	40,2	34,7	30,1	24,4
29	переходящих скважин по жидкости, т/сут	37,1	44,4	42,3	40,2	34,7	30,1	24,4
30	новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
31	Средняя обводненность продукции: действующего фонда скважин, %	66,6	76,3	78,8	82,1	87,6	94,3	98,2
32	новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут	12,4	10,5	9,0	7,2	4,3	1,7	0,4
34	переходящих скважин по нефти, т/сут	12,4	10,5	9,0	7,2	4,3	1,7	0,4
35	Добыча жидкости всего, тыс.т.	12,2	14,6	13,9	13,2	11,4	9,9	8,0
36	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	12,2	14,6	13,9	13,2	11,4	9,9	8,0
37	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	58,7	73,3	87,2	100,4	111,8	121,7	129,7
39	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	24,3	27,7	30,7	33,0	34,5	35,0	35,2
40	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,072	0,082	0,091	0,097	0,102	0,103	0,104
41	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	93,4	106,7	118,0	127,1	132,5	134,7	135,2
42	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	15,7	13,3	11,3	9,1	5,4	2,2	0,5
43	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	70,3	201,1	-169,1	-50,3	-20,1	-6,7	-1,6
44	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
45	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	0,7	0,8	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1



Таблица 8.2 – Месторождение Каратурун Морской. II объект. Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Добыча нефти, тыс. т	102,4	87,0	72,4	54,3	43,5	31,3	21,7	15,6	10,8	16,5	28,9	29,1	23,0	16,5	11,9	8,6	6,2	4,4
2	в т. ч. из: переходящих скважин, тыс.т.	91,8	80,0	72,4	54,3	43,5	31,3	21,7	15,6	10,8	16,5	28,9	29,1	23,0	16,5	11,9	8,6	6,2	4,4
3	новых скважин, тыс.т.	10,6	7,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	мехспособом, тыс.т.	102,4	87,0	72,4	54,3	43,5	31,3	21,7	15,6	10,8	16,5	28,9	29,1	23,0	16,5	11,9	8,6	6,2	4,4
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Ввод новых добывающих скважин, шт	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	5	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	21,5	21,5	0	0	0	0	0	0	0	19,6	19,3	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	520	347	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	28	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
13	В т.ч. - добывающие скв.	28	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
14	- вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	985,5	657,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т.	21	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	0,0	91,8	80,0	72,4	54,3	43,5	31,3	21,7	15,6	10,8	16,5	28,9	29,1	23,0	16,5	11,9	8,6	6,2
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	20,7	105,9	80,0	72,4	54,3	43,5	31,3	21,7	15,6	10,8	16,5	28,9	29,1	23,0	16,5	11,9	8,6	6,2
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	91,8	80,0	72,4	54,3	43,5	31,3	21,7	15,6	10,8	16,5	28,9	29,1	23,0	16,5	11,9	8,6	6,2	4,4
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	71,1	-26,0	-7,5	-18,1	-10,9	-12,2	-9,6	-6,1	-4,8	5,7	12,4	0,2	-6,1	-6,4	-4,6	-3,3	-2,4	-1,7
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	343,6	-24,5	-9,4	-25,0	-20,0	-28,0	-30,8	-28,0	-30,9	53,3	75,1	0,6	-21,1	-28,0	-28,0	-28,0	-28,0	-28,0
22	Мощность новых скважин, тыс.т.	24	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
24	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	28	29	29	29	29	29	28	28	27	31	35	35	35	35	35	35	35	35
26	В т.ч. нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	25	26	26	26	26	26	25	25	24	28	32	32	32	32	32	32	32	32
28	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	35,3	37,6	39,0	38,2	35,4	32,2	30,4	27,5	27,0	22,5	20,2	21,8	21,6	21,3	20,6	19,7	18,7	17,6
29	переходящих скважин по жидкости, т/сут	37,0	38,7	39,0	38,2	35,4	32,2	30,4	27,5	27,0	22,5	20,2	21,8	21,6	21,3	20,6	19,7	18,7	17,6
30	новых скважин по жидкости, т/сут	42,1	42,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
31	Средняя обводненность продукции: действующего фонда скважин, %	64,7	72,9	78,3	83,3	85,6	88,6	91,3	93,1	94,9	92,0	86,4	87,3	89,9	92,6	94,5	95,9	96,9	97,6
32	новых скважин, %	54,0	54,0	54,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,0	50,0	50,0	50,0
33	Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут	13,2	10,5	8,5	6,4	5,1	3,7	2,6	1,9	1,4	1,8	2,8	2,8	2,2	1,6	1,1	0,8	0,6	0,4
34	переходящих скважин по нефти, т/сут	12,0	9,6	8,0	6,4	5,1	3,7	2,6	1,9	1,4	1,8	2,8	2,8	2,2	1,6	1,1	0,8	0,6	0,4
35	Добыча жидкости всего, тыс.т.	290,3	320,8	333,4	326,2	302,1	275,0	249,9	225,8	212,9	206,5	211,9	228,9	226,7	223,8	216,8	207,3	196,4	184,8
36	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	267,3	305,4	333,4	326,2	302,1	275,0	249,9	225,8	212,9	206,5	211,9	228,9	226,7	223,8	216,8	207,3	196,4	184,8
37	из новых, тыс.т.	23,0	15,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	1869,7	2190,5	2523,9	2850,1	3152,2	3427,2	3677,1	3902,9	4115,8	4322,3	4534,1	4763,1	4989,7	5213,5	5430,3	5637,6	5834,1	6018,9
39	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	759,1	846,1	918,5	972,8	1016,3	1047,6	1069,2	1084,8	1095,6	1112,1	1141,0	1170,1	1193,1	1209,6	1221,5	1230,1	1236,3	1240,7
40	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,267	0,298	0,324	0,343	0,358	0,369	0,377	0,382	0,386	0,392	0,402	0,412	0,420	0,426	0,430	0,433	0,435	0,437
41	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	68,9	76,8	83,4	88,3	92,2	95,1	97,0	98,4	99,4	100,9	103,5	106,2	108,3	109,8	110,8	111,6	112,2	112,6
42	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	9,3	7,9	6,6	4,9	3,9	2,8	2,0	1,4	1,0	1,5	2,6	2,6	2,1	1,5	1,1	0,8	0,6	0,4
43	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	23,0	25,4	28,3	29,6	33,6	36,5	39,8	47,6	62,7	258,1	-285,8	-74,5	-33,7	-18,1	-11,1	-7,2	-4,8	-3,3
44	Добыча нефтяного газа, млн.м3	3,7	3,2	2,6	2,0	1,6	1,1	0,8	0,6	0,4	0,6	1,0	1,1	0,8	0,6	0,4	0,3	0,2	0,2
45	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	24,0	27,2	29,8	31,8	33,4	34,5	35,3	35,8	36,2	36,8	37,9	38,9	39,8	40,4	40,8	41,1	41,3	41,5

Таблица 8.3- Месторождение Каратурун Морской. III объект. Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объема буровых работ

№ п/п	Показатели	Годы													
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Добыча нефти, тыс. т	58,5	61,9	65,1	54,7	42,9	33,7	26,3	20,5	16,0	9,1	2,9	2,3	1,8	1,4
2	в т. ч. из: переходящих скважин, тыс.т.	44,9	54,3	63,2	54,7	42,9	33,7	26,3	20,5	16,0	9,1	2,9	2,3	1,8	1,4
3	новых скважин, тыс.т.	13,6	7,6	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	мехспособом, тыс.т.	58,5	61,9	65,1	54,7	42,9	33,7	26,3	20,5	16,0	9,1	2,9	2,3	1,8	1,4
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Ввод новых добывающих скважин, шт	4	4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из освоения, шт.	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	12	12	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	694	694	173	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	13	17	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
13	В т.ч. - добывающие скв.	13	17	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
14	- вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	1314,0	1314,0	328,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т.	0	15	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	34,1	44,9	54,3	63,2	54,7	42,9	33,7	26,3	20,5	16,0	9,1	2,9	2,3	1,8
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	34,1	60,0	58,1	63,2	54,7	42,9	33,7	26,3	20,5	16,0	9,1	2,9	2,3	1,8
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	44,9	54,3	63,2	54,7	42,9	33,7	26,3	20,5	16,0	9,1	2,9	2,3	1,8	1,4
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	10,8	-5,7	5,1	-8,5	-11,8	-9,2	-7,4	-5,8	-4,5	-6,9	-6,1	-0,6	-0,5	-0,4
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	31,7	-9,5	8,8	-13,5	-21,5	-21,5	-22,0	-22,0	-22,0	-43,3	-67,6	-22,0	-22,0	-22,0
22	Мощность новых скважин, тыс.т.	17	17	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	13	17	18	18	18	18	18	18	18	14	9	9	9	9
26	В т.ч. нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	12	15	16	16	16	16	16	16	16	13	8	8	8	8
28	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	32,5	34,7	41,6	45,8	48,6	49,5	49,0	46,6	42,7	44,3	59,2	48,6	39,9	32,8
29	переходящих скважин по жидкости, т/сут	38,8	44,4	42,6	45,8	48,6	49,5	49,0	46,6	42,7	44,3	59,2	48,6	39,9	32,8
30	новых скважин по жидкости, т/сут	26,6	3,9	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
31	Средняя обводненность продукции: действующего фонда скважин, %	54,4	63,8	69,4	77,3	83,2	87,0	89,8	91,6	92,9	95,2	98,1	98,2	98,3	98,4
32	новых скважин, %	30,0	30,0	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут	17,4	14,2	12,4	10,4	8,2	6,4	5,0	3,9	3,0	2,1	1,1	0,9	0,7	0,5
34	переходящих скважин по нефти, т/сут	15,5	13,7	11,7	10,4	8,2	6,4	5,0	3,9	3,0	2,1	1,1	0,9	0,7	0,5
35	Добыча жидкости всего, тыс.т.	128,3	171,2	212,7	240,6	255,2	260,0	257,7	244,8	224,3	189,0	155,5	127,8	105,0	86,2
36	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	108,9	160,4	210,0	240,6	255,2	260,0	257,7	244,8	224,3	189,0	155,5	127,8	105,0	86,2
37	из новых, тыс.т.	19,4	10,8	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	373,3	544,5	757,2	997,8	1253,0	1513,0	1770,7	2015,5	2239,9	2428,9	2584,4	2712,2	2817,2	2903,3
39	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	181,1	243,0	308,1	362,8	405,7	439,5	465,8	486,3	502,3	511,4	514,3	516,6	518,4	519,8
40	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,117	0,157	0,200	0,235	0,263	0,285	0,302	0,315	0,325	0,331	0,333	0,335	0,336	0,337
41	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	37,4	50,2	63,7	75,0	83,8	90,8	96,2	100,5	103,8	105,7	106,3	106,7	107,1	107,4
42	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	12,1	12,8	13,5	11,3	8,9	7,0	5,4	4,2	3,3	1,9	0,6	0,5	0,4	0,3
43	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	16,2	20,4	27,0	31,1	35,4	43,1	59,1	112,5	-701,0	-49,6	-10,7	-7,6	-5,5	-4,1
44	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	1,8	1,9	2,0	1,7	1,3	1,0	0,8	0,6	0,5	0,3	0,1	0,1	0,1	0,0
45	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	5,4	7,3	9,3	10,9	12,2	13,2	14,0	14,6	15,1	15,4	15,5	15,6	15,6	15,7



Таблица 8.4 – Месторождение Каратурун Морской. Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Добыча нефти, тыс. т	165,0	152,4	140,5	111,4	87,8	65,6	48,1	36,1	26,8	25,6	31,9	31,4	24,7	17,9	11,9	8,6	6,2	4,4
2	в т. ч. из: переходящих скважин, тыс.т.	154,4	145,3	140,5	111,4	87,8	65,6	48,1	36,1	26,8	25,6	31,9	31,4	24,7	17,9	11,9	8,6	6,2	4,4
3	новых скважин, тыс.т.	10,6	7,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	мехспособом, тыс.т.	165,0	152,4	140,5	111,4	87,8	65,6	48,1	36,1	26,8	25,6	31,9	31,4	24,7	17,9	11,9	8,6	6,2	4,4
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Ввод новых добывающих скважин, шт	7	6	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из освоения, шт.	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	18,5	18,5	18,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	1214	1040	173	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	1000	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1500	1500	1500	1500
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	43	49	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
13	В т.ч. - добывающие скв.	43	49	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
14	- вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	2299,5	1971,0	328,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т.	0	36	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	149,5	154,4	145,3	140,5	111,4	87,8	65,6	48,1	36,1	26,8	25,6	31,9	31,4	24,7	17,9	11,9	8,6	6,2
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	149,5	190,8	151,4	140,5	111,4	87,8	65,6	48,1	36,1	26,8	25,6	31,9	31,4	24,7	17,9	11,9	8,6	6,2
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	154,4	145,3	140,5	111,4	87,8	65,6	48,1	36,1	26,8	25,6	31,9	31,4	24,7	17,9	11,9	8,6	6,2	4,4
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	4,9	-45,5	-10,9	-29,1	-23,6	-22,2	-17,5	-12,0	-9,3	-1,2	6,3	-0,5	-6,6	-6,8	-6,0	-3,3	-2,4	-1,7
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	3,3	-23,9	-7,2	-20,7	-21,2	-25,3	-26,6	-24,9	-25,8	-4,4	24,5	-1,5	-21,1	-27,6	-33,6	-28,0	-28,0	-28,0
22	Мощность новых скважин, тыс.т.	47	41	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
24	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	42	47	48	48	48	48	47	46	45	45	44	44	44	44	35	35	35	35
26	В т.ч. нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	38	42	43	43	43	43	42	41	40	41	40	40	40	40	32	32	32	32
28	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	35,8	37,5	40,1	41,1	40,3	38,6	37,4	34,9	33,3	29,4	28,0	27,1	25,2	23,6	20,6	19,7	18,7	17,6
29	переходящих скважин по жидкости, т/сут	37,9	41,7	40,6	41,1	40,3	38,6	37,4	34,9	33,3	29,4	28,0	27,1	25,2	23,6	20,6	19,7	18,7	17,6
30	новых скважин по жидкости, т/сут	15,1	11,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
31	Средняя обводненность продукции: действующего фонда скважин, %	61,7	69,9	74,9	80,8	84,6	88,0	90,7	92,3	93,9	93,5	91,3	91,2	92,5	94,2	94,5	95,9	96,9	97,6
32	новых скважин, %	45,0	45,0	45,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,0	50,0	50,0	50,0
33	Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут	13,9	11,0	9,9	7,9	6,2	4,6	3,5	2,7	2,0	1,9	2,4	2,4	1,9	1,4	1,1	0,8	0,6	0,4
34	переходящих скважин по нефти, т/сут	17,1	11,2	10,2	7,9	6,2	4,6	3,5	2,7	2,0	1,9	2,4	2,4	1,9	1,4	1,1	0,8	0,6	0,4
35	Добыча жидкости всего, тыс.т.	430,8	506,6	560,0	580,0	568,7	544,9	515,6	470,6	437,2	395,5	367,4	356,7	331,7	309,9	216,8	207,3	196,4	184,8
36	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	411,5	493,7	560,0	580,0	568,7	544,9	515,6	470,6	437,2	395,5	367,4	356,7	331,7	309,9	216,8	207,3	196,4	184,8
37	из новых, тыс.т.	19,3	12,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	2301,6	2808,2	3368,2	3948,2	4516,9	5061,8	5577,4	6048,1	6485,3	6880,8	7248,2	7604,9	7936,6	8246,5	8463,3	8670,6	8867,1	9051,9
39	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	964,5	1116,8	1257,3	1368,7	1456,5	1522,1	1570,2	1606,3	1633,0	1658,6	1690,5	1721,9	1746,6	1764,5	1776,4	1785,0	1791,2	1795,6
40	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,204	0,237	0,266	0,290	0,308	0,322	0,333	0,340	0,346	0,351	0,358	0,365	0,370	0,374	0,376	0,378	0,379	0,380
41	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	59,8	69,3	78,0	84,9	90,4	94,4	97,4	99,6	101,3	102,9	104,9	106,8	108,4	109,5	110,2	110,7	111,1	111,4
42	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	10,2	9,5	8,7	6,9	5,4	4,1	3,0	2,2	1,7	1,6	2,0	1,9	1,5	1,1	0,7	0,5	0,4	0,3
43	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	20,3	23,5	28,4	31,4	36,1	42,2	53,5	86,3	467,2	-121,6	-68,3	-40,0	-22,5	-13,3	-7,8	-5,2	-3,6	-2,5
44	Добыча нефтяного газа, млн.м3	5,6	5,1	4,7	3,7	2,9	2,2	1,6	1,2	0,9	0,9	1,1	1,1	0,9	0,6	0,4	0,3	0,2	0,2
45	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	30,2	35,3	40,0	43,7	46,6	48,8	50,4	51,5	52,4	53,3	54,4	55,5	56,4	57,1	57,5	57,8	58,0	58,2



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

Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин, 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 разработкой месторождения проводится на любой стадии эксплуатации месторождения в целях оценки эффективности принятой системы разработки.

По состоянию на 01.01.2023 г. фонд пробуренных скважин по месторождению Каратурун Морской составляет 56 скважины, из них за рассматриваемый период 01.01.2019-01.01.2023 гг. пробурено 24 скважины: 18 скважин, пробуренные после подсчета запасов 2018 г. [14], учтены в работах [13, 4. 15]; и 6 новых скважин, пробуренные после отчета по приросту запасов 2021 г. [16] – скважины 112, 120, 122, 124, 126, 127.

Фонд скважин составляет: 7 поисковых (17, 18, 21-23, 30, 31), 7 разведочных (32-37, КМ-2) и 36 эксплуатационных (Э-1-Э-15, КМ-1, ЭР-16-ЭР-20, 101-111, 113-116) и 6 новых эксплуатационных скважин – 112, 120, 122, 124, 126, 127.

Базовой информацией для настоящей работы являются данные, полученные в период 01.01.2019-01.01.2023 гг., представленные в работах [8, 9, 10, 11, 12].

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.



Объемы, виды и периодичность геофизических исследований, их выполнение отражено в работах [10, 11, 13, 4, 15].

Контроль за разработкой месторождений геофизическими методами, согласно рекомендаций [22, 23], 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 01.01.2019 – 01.01.2023 гг. на месторождении пробурены 24 скважин. В обсаженном стволе 3 скважинах проведено 3 исследований.

Фонд пробуренных скважин на месторождении (на 01.01.2023 г) составляет 50 , из которых 46 вертикальных и 4 скважины наклонно-направленные (Э-7; Э-13; Э-14; Э-15).

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. [6], 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» [21], результаты количественной интерпретации были использованы при приросте запасов 2021 г.

Исследования в закрытом стволе (ГИС-к) за период с 01.04.2019 г. по 01.01.2023 г. выполнялись с целью определения интервалов перфорации, профиля приемистости, выявление возможных заколонных перетоков и интервалов негерметичности эксплуатационной колонны. Исследования выполнены сервисной компанией ТОО«Геос». Объем выполненных ГИС-к представлен в таблице 9.1

Таблица 9.1 - Объем, интервал исследований и аппаратура проведенного ГИС-к

Скв.	Дата ГИС-к	Цель исследований	Методы ГИС-к	Аппаратурный комплекс/сервисная компания	Интервал исслед., м	Интервал перфорации, м
1	2	3	4	5	7	8
103	26.03.2021	Определение профиля притока	ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ВЛГ, РИ, STD, РГД	Прибор ГЕО7-С5-38Т-80	800,0-1150,0	972,7-975,7 977,3-981,5 991,5- 992,4 995,2-997,2 998,0-999,6
109	12.04.2021	Определение профиля притока	ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ВЛГ, РИ, STD, РГД	Прибор ГЕО7-С5-38Т-80	1050,0-1154,0	1131,0-1134,0 1136,0-1141,0
ЭР-19	12.04.2021	Определение профиля притока	ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ВЛГ, РИ, STD, РГД	Прибор ГЕО7-С5-38Т-80	800,0-1179,0	975,3-976,2 978,3-982,5
112	12.04.2022	Определение профиля притока	ГК, ЛМ, ТМ, БМ, РLT, ВЛГ, РИ, STD, РГД	Прибор ГЕО7-С5-38Т-80	950,0-1024,0	971,0 -971.9 975,9-978,0 990,0-991,6 995,0-998,3
Примечание: использовались дополнительные модули – механический расходомер «ГЕО-С9РЦ-54» и плотномер «ГЕО-С5-2»						

ГИС-к по состоянию на 01.01.2021г. с целью определения профиля притока были проведены 4 испытания в 4 скважинах (103, 109, ЭР-19, 112).

Комплексы ГИС-к и интерпретацию полученных материалов на месторождении проводили компании ТОО «Геос»: исследования осуществлялись скважинным аппаратурным комплексом «ГЕО7-С5-38Т-80».

Фактическое выполнение работ на месторождении за период 01.04.2019-01.01.2023 гг. представлено в таблице 9.2.

Результаты исследований по определению профиля притока, коэффициентов охвата выработкой объектов эксплуатации в добывающих скважинах представлены в таблице 9.3.

По результатам материалов проведенных исследований в *добывающих скважинах* определены коэффициенты охвата разработкой эффективных толщин (Кохв.1); и охвата перфорированной толщины работой (Кохв.2):

$$\text{Кохв.1} = \sum \text{Нэфф_раб.} / \text{Нэфф_нефт},$$

где Нэфф_нефт – эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта.

$$\text{Кохв.2} = \sum \text{Нэфф_раб.} / \text{Нэфф_перф},$$

где $\sum \text{Нэфф_раб}$ – суммарная эффективная работающая толщина, м; Нэфф_перф – суммарная эффективная толщина перфорированного интервала.



Таблица 9.2 - 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	Выполнено в скважинах 103, 109, ЭР-19, 112
3	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-112, 120, 122, 124, 126, 127. В скважинах 103, 109, ЭР-19 (при исследовании на профиль притока)

Таблица 9.3 Результаты интерпретации ГИС по контролю за разработкой в добывающих скважинах

Скважины	Горизонт	Характеристика по ГИС в открытом стволе						Интервал перфорации, м		Нэф и/нас. гор-та, м	Результаты ГИС - контроля, профиль притока								
		Интервал коллектора, м		Нэф, м	Кп, д.е.	Кнг, д.е.	Характер насыщения				Нарушение экс. колонны, заколонной циркуляции, аномалии ГК	Интервалы притока, м		Н раб, м	Кохв1, д.ед.	Кохв2, д.ед.	Дебит		Состав флюида
		Кровля	Подошва					Кровля	Подошва			Дата исследо- вания	Кровля				Подошва	Доля, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
103	Ю-IV	972.9	975.6	2.7	0.24	0.55	нефть	972.7	975.7	3.0	26.03.2021 г.	972.70	975.7	3.0			15	3.2	нефть
103	Ю-IV	977.3	983.2	5.9	0.30	0.77	нефть	977.3	981.5	4.2	Заколонные перетоки не отмечаются	977.30	981.5	4.2			40	8.5	нефть
103	Ю-IV			8.6						7.2				7.2	0.84	1.0			
103	Ю-V	990.7	992.6	1.9	0.30	0.63	нефть	991.5	992.4	0.9		991.50	992.4	0.9			10	2.1	нефть
103	Ю-V	995.3	997.4	2.1	0.38	0.86	нефть	995.2	997.2	2.0		995.20	997.2	2.0			30	6.4	нефть
103	Ю-V	998.0	999.5	1.5	0.28	0.73	нефть	998.0	999.6	1.6		998.00	999.6	1.6			5	1.1	нефть
103	Ю-V	1000.8	1001.6	0.8	0.23	0.42	нефть												
103	Ю-V			6.3						4.5				4.5	0.71	1.0	100	21.3	
109	Ю-X	1130.8	1135.6	4.8	0.23	0.67	нефть	1131.0	1134.0	3.0	22.04.2021 г.	1131.0	1132.0	1.0			12	6.6	вода+нефть
109	Ю-X										Заколонные перетоки не отмечаются	1132.0	1134.0	2.0			8	4.4	вода+нефть
109	Ю-X	1136.1	1143.7	7.6	0.26	0.81	нефть	1136.0	1141.0	5.0		1136.0	1137.5	1.5			25	13.8	вода+нефть
109	Ю-X											1137.5	1139.5	2.0			45	24.8	вода+нефть
109	Ю-X											1139.5	1141.0	1.5			10	5.5	вода+нефть
109	Ю-X			12.4						8.0					8.0	0.65	1.0	100	55.1
112	Ю-IV	971.0	971.9	0.9	0.29	0.63	нефть	971.0	971.9	0.9	12.04.2022 г.	971.0	971.9	0.9			4.0	1.2	нефть+газ
112	Ю-IV	972.4	973.2	0.8	0.19	0.45	нефть												
112	Ю-IV	975.9	979.5	3.6	0.29	0.76	нефть	975.9	978.0	2.1		975.9	976.5	0.6			23.0	6.6	нефть+газ
112	Ю-IV	979.5	982.5	3.0	0.27	0.0	вода					976.5	978.0	1.5			11.0	3.2	нефть+газ
112	Ю-IV			8.3						3.0				3.0	0.36	1.0			
112	Ю-V	990.0	991.6	1.6	0.28	0.65	нефть	990.0	991.6	1.6									не работает
112	Ю-V	995.0	996.7	1.7	0.28	0.68	нефть	995.0	998.3	3.3		995.0	996.0	1.0			27.0	7.8	нефть
112	Ю-V	996.7	998.3	1.6	0.27	0.79	нефть					996.0	997.0	1.0			19.0	5.5	нефть+вода
112	Ю-V											997.0	998.3	1.3			16.0	4.5	нефть+вода
112	Ю-V			4.9						3.3				3.3	0.67	1.0	100	28.8	
ЭР-19	Ю-IV	975.6	976.2	0.6	0.21	0.40	нефть	975.3	976.2	0.9	12.04.2021 г.	975.3	976.2	0.9			15	3.15	нефть
ЭР-19	Ю-IV	978.3	982.5	4.2	0.29	0.76	нефть	978.3	982.5	4.2	Заколонные перетоки не отмечаются	978.3	982.5	4.2			85	17.85	нефть+вода
ЭР-19	Ю-IV			4.8						5.1				5.1	1.0	1.0	100	21	



В таблице 9.4 представлены обобщенные данные – диапазоны изменения Кохв1, Кохв2 и их средние значения. В горизонте исследования проведены в двух скважинах (103 ЭР-19), средние коэффициенты охвата Кохв.1 (охват работой эффективных толщин) и Кохв.2 (охват работой перфорированных толщин) равны 0,92 и 1,0 д. ед.

В **Ю-V** горизонте (скв. 103) средние значения коэффициентов охвата (Кохв1, Кохв2) 0,71 и 1,0 д.ед.

Ю-X горизонт исследован в скважине 109, средние значения коэффициентов охвата (Кохв1, Кохв2) 0,65 и 1,0 д.ед.

Таблица 9.4 – Средние коэффициенты охвата горизонтов разработкой (добывающие скважины)

Горизонт		Ю-IV	Ю-V	Ю-X
Количество ГИС-к		2/2+1/1	1/1+1/1	1/1
/кол-во скважин.				
Кохв1, д.ед.	диапазон	0,36-1,0	0,67-0,71	0,65
	средний	0,68	0,69	0,65
Кохв2, д.ед.	диапазон	1,0	1,0	1,0
	средний	1,0	1,0	1,0

Контроль технического состояния (ТС) скважин геофизическими методами проводится на этапе строительства скважин, когда исследуется качество цементации ЭК; и после ввода скважин в эксплуатацию – по мере необходимости: для оценки качества вскрытия пластов, при появлении воды в продукции, падении дебита и пр.

Определение технического состояния скважин также проводилось совместно с определением профиля притока. Замеры привязываются к глубинам по ГК, выполненному при ГИС в открытом стволе; и проводятся в статическом режиме и режиме отбора.

В основном, нарушений целостности НКТ и обсадной колонны в интервале исследований не отмечается, забой герметичен.

Выводы

Исходя из анализа предоставленных заказчиком промыслово-геофизических данных можно отметить что контроль геофизическими методами за разработкой на месторождении на месторождении Каратурун Морской выполняется.

Комплекс геофизических исследований и качество и полнота материалов ГИС соответствуют требованиям «Технической инструкции...» [21], и позволяют обеспечить решение ряда задач, таких как изучение геологического разреза, оценку геофизических параметров, используемых в качестве подсчетных (эфф.толщина, Кп, Кнг) в работах [14, 16].



Результаты профиля притока находятся в соответствии с результатами открытого ствола – характер насыщения выделенных коллекторов по ГИС открытого ствола; Кохв.1 и Кохв.2 представлен в таблице 9.4.

Рекомендуемые комплексы геофизических исследований, предлагаемые ранее [4], 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 приствольной 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» [22], периодичность регламентируется в «Единых правилах по рациональному и комплексному исследованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» [1].

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 [23].

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 цементации (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.

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 I объекта не изучены и взяты по аналогии со свойствами пластовой нефти месторождения Каламкас. Свойства пластовой нефти II объекта разработки изучены по результатам исследований 11 проб нефти, отобранных из скважин 32, 34, 35 и 103 (горизонты Ю-V, Ю-IV+ Ю-V), III объекта – по результатам исследований пробы № 2 из скважины Э-11 (горизонт Ю-VIII).

Физико-химические свойства дегазированной нефти месторождения изучены по 23 пробам, отобранным из скважин 18, 21, 22, 32, Э-2, Э-7, Э-8, 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, силикагелевых 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».

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 9.6).

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 9.6 – 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 проводиться 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.

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 «Дополнения к проекту разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2023 года».

Детальный анализ всех аспектов воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду представлен отдельной книгой в экологической оценке к «Дополнению к проекту разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2023 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, 24-30]

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 простирается 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 введения 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 актиометрами, 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 бесхозных 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» [10] в течение 2013-2020 гг.

Действующим проектным документом является «Проект разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2020 г.» [3], утвержденный ЦКРР РК (Протокол №14/5 от 07.07.2021 г.).

За период (с 01.07.2021 г. по 01.01.2023 г.) на месторождении пробурено 9 новых скважин, которые уточнили представление о геологическом строении месторождения в северо-западной и восточной его частях.

В дальнейшем, с целью выполнения основных задач, касающихся доизучения месторождения, и учитывая рекомендации ГКЗ РК, рекомендуется:

- провести работы трехкомпонентного ВСП в новых скважинах, если возможно, то и в ранее пробуренных, что позволит более точно привязать волновое поле к геологическому разрезу и уточнить связь параметров волнового поля со свойствами пород;
- предусмотреть возможность по проведению сейсморазведочных работ 3Д с охватом западного свода месторождения;
- провести отбор и исследования по изучению физико-химических свойств свободного газа;
- предусмотреть бурение оценочно-эксплуатационных скважин с обязательным отбором керна и проведением стандартных и специальных исследований;
- изучить свойства и состав пластовой нефти собственно по месторождению Каратурун Морской, так как параметры глубинных проб нефти были определены только по горизонтам Ю-V и Ю-VIII, а по остальным были взяты по аналогии. Пробы необходимо отбирать в зоне приточного интервала, отобранные пробы должны быть представительные, чтобы по ним можно было охарактеризовать свойства пластовой нефти;



- в целях контроля за изменениями свойств и состава нефти в пластовых и поверхностных условиях по Ю-V горизонту, отбор и исследование проб нефти и газа месторождения Каратурун Морской рекомендовано продолжить. Пробы нефти следует отбирать по всем продуктивным горизонтам и из нескольких скважин, равномерно расположенных по площади месторождения;
- в новых скважинах провести обязательный комплекс ГИС при бурении, отбор и лабораторный анализ глубинных и поверхностных проб нефти;
- в новых оценочно-эксплуатационных скважинах проводить раздельное испытание продуктивных горизонтов;
- выполнять мероприятия по ГИС-контролю на регулярной основе с целью выделения работающих толщин, характера притока и ведения раздельного учета добычи;
- провести работы по доизучению запасов по категории C_2 для дальнейшего перевода в промышленную категорию C_1 .

12 РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Ликвидация последствий недропользования в соответствии с требованиями действующих законодательных документов РК сопровождается значительными финансовыми затратами, что обуславливает создание специального фонда уже в ходе эксплуатации месторождения. Согласно статье 55, Кодекса РК «О недрах и недропользовании» ликвидация проводится за счет недропользователя. Обеспечение исполнения обязательства по ликвидации последствий недропользования осуществляется в пользу Республики Казахстан. Исполнение недропользователем обязательств по ликвидации последствий недропользования обеспечивается залогом банковского вклада.

Ликвидация последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды в порядке, предусмотренном законодательством Республики Казахстан и подразумевает восстановление структуры территории и окружающей среды до первоначального состояния.

Таким образом, в разряд работ по ликвидации последствий деятельности попадают следующие мероприятия:

- техническая рекультивация нарушенных земель;
- ликвидация нефтяных скважин;
- демонтаж зданий вахтового посёлка;
- демонтаж выкидных линий;
- демонтаж зданий и сооружений;

Стоимость ликвидационных работ приведена в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Расчет стоимости затрат ликвидационных работ

№	Направления затрат	Единицы измерения	Сметная стоимость
1	2	3	4
	Глава 1 Затраты на подготовительные работы по территории строительства		
1	Техническая рекультивация нарушенных земель	тыс. тенге	1 665,58
	Итого по главе 1	тыс. тенге	1 665,58
	Глава 2 Основные объекты демонтажа		
1	Ликвидация нефтяных скважин (51скв.)	тыс. тенге	431 718,08
2	ГУ-1 м/р «Каратурун Морской» производительность 300 тн/сут по нефти	тыс. тенге	17 568,05
3	Вахтовый поселок – 40 мест, кухня со столовой 118 кв.км	тыс. тенге	8 639,96
4	Демонтаж выкидных линий	тыс. тенге	635,17
5	Здания и сооружения	тыс. тенге	847,43
	Итого по главе 2	тыс. тенге	459 408,69
	Итого по главам 1-7	тыс. тенге	461 074,27
	Глава 8 Временные здания и сооружения		
1	Временные здания и сооружения-3,5%	тыс. тенге	16 137,60
	Итого по главе 8	тыс. тенге	16 137,60
	Итого по главам 1-8	тыс. тенге	477 211,87
	Глава 9 Дополнительные затраты на строительство		
1	Производство строительно-монтажных работ в зимнее время-1,344%	тыс. тенге	6 413,73
	Итого по главе 9	тыс. тенге	6 413,73
	Итого по главам 1-9	тыс. тенге	483 625,60
	Непредвиденные работы и затраты	тыс. тенге	9 672,51
	Итого по сметному расчету	тыс. тенге	493 298,11
	Прочие работы		
1	Экспертиза проекта	тыс. тенге	8 400,00
2	Авторский надзор	тыс. тенге	2 417,16
3	Технадзор	тыс. тенге	6 955,50
	Итого сметная стоимость, без учета НДС	тыс. тенге	511 070,78

Общая сметная стоимость ликвидационных работ, без учета НДС, составит – 511 070,78 тыс.тенге.

Для определения ежегодных отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования, был использован удельный норматив на добычу одной тонны нефти, представляющий собой отношение затрат на ликвидацию объектов недропользования к суммарному проектируемому объему добычи нефти за лицензионный период.

Проектируемый объем добычи нефти за лицензионный период (2023-2026 гг.) составил 569,2 тыс.тонн.

Расчет норматива, отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования, приведен в таблице 12.2.

Таблица 12.2 – Определение базового норматива отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования

Показатели	Ед. изм.	Значение
Всего сметная стоимость, без учета НДС	тыс.тенге	511 070,78
Накопленная сумма отчислений на 01.01.2023 год	тыс.тенге	257 481,45
Фактические отчисления за 2023 год	тыс.тенге	67 406,97
Всего отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования, без учета НДС	тыс.тенге	186 182,36
Проектируемая суммарная добыча нефти за лицензионный период	тыс.тонн	569,2
Норматив отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования	тенге/тонну нефти	327,10

Норматив для расчета объема отчислений по исполнению обязательств ликвидации последствий недропользования составил – 327,10 тенге/тонну нефти.

Таблица 12.3 – Расчет отчислений по исполнению обязательств ликвидации последствий недропользования

Годы	Проектируемый уровень добычи нефти тыс.тонн	Норматив отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования тенге/тонну	Планируемые отчисления для обеспечения ликвидации последствий недропользования тыс.тенге
2023	165,0	327,10	53 963,72
2024	152,4	327,10	49 837,96
2025	140,5	327,10	45 950,87
2026	111,4	327,10	36 429,80
Итого	569,2		186 182,36

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр
2. Методических рекомендаций по проведению анализа разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений
3. Проект разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2020 г.», г. Актау, 2020 г.
4. «Подсчет запасов газа, нефти и попутных компонентов Каратурунской группы месторождений Гурьевской области, Казахской ССР по состоянию на 01.07.1989 г.» ПГО «Гурьевнефтегазгеология» и КазНИГРИ, Бабашева М.Н, Джарылгапов Ш., Ветрова В.П. г. Гурьев, 1989 г.
5. «Проект разведки залежей нефти и газа в юрских и меловых отложениях на месторождении Каратурун Морской. КазНИГРИ», Атырау, 2005 г.
6. «Проект пробной эксплуатации месторождения Каратурун Морской», ТОО «Мунайпроект», Алматы, 2006 г.
7. «Авторский надзор за реализацией ППЭ месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.11.08». НИПИнефтегаз, Актау, 2008 г.
8. «Авторский надзор за реализацией ППЭ месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.10.10». НИПИнефтегаз, Актау, 2010 г.
9. «Авторский надзор за реализацией ППЭ месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.10.12». НИПИнефтегаз, Актау, 2012 г.
10. Отчет «Технологическая схема разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2013 г.», Актау, 2013 г.
11. «Анализ разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.09.2016 г.», ТОО «НПЦ», Актау 2016 г.
12. «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2018 г.». НИПИнефтегаз, Актау 2018 г.
13. «Анализ разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2019 г.», АО «НИПИнефтегаз, Актау 2019 г.
14. «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и свободного газа месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2019 г.», АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2020 г.
15. «Анализ разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на



01.10.2021 г.», АО «НИПИнефтегаз, Актау 2022 г.

16. «Прирост запасов нефти и газа месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.07.2021 г.» (протокол № 2453-22-У от 08.09.2022 г.). Актау, 2022 г.

17. Коломиец В.П., Боранбаев К.Х. Отчет «О результатах переработки и переинтерпретации сейсморазведочных данных 2Д по месторождениям нефти и газа Восточный и Морской Каратурун в Мангистауской области РК», ТОО «PGD Services», г. Алматы, 2006 г.

18. Шималин Р.А., Абишева Д.К. «Отчет о результатах переработки и динамической интерпретации сейсмических данных 2Д прошлых лет (месторождение Каратурун Морской)» в пределах блоков XXI-12-D (частично), Е (частично); XXXII-12-A (частично), В (частично). ТОО «Сейсмические геофизические услуги» г. Алматы, 2018 г.

19. Отчет. Лабораторные исследования керна по определению коэффициента вытеснения нефти водой. Месторождение Каратурун Морской, горизонт Ю-V. Отчет АО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2019 г.

20. Отчет. Лабораторные исследования керна по определению коэффициента вытеснения нефти водой. Месторождение Каратурун Восточный, скважина Э-23. Отчет АО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2019 г.

21. РД 153-39.0-072-01.Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. МЭ РФ, М, 2001г.

22. «Инструкции по комплексному исследованию нефтяных и нефтегазовых пластов и скважин»

23. Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений .РД 153-39.0-109-01, Москва, 2002 г

24. Экологический кодекс РК №400 - VI от 02.01.2021 года.

25. «Инструкция по организации и проведению экологической оценки» утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

26. ЗКодекс «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 360-VI ЗРК от 07.07.2020 года.

27. Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003 (с последними изменениями и дополнениями).

28. Водный кодекс РК №481-II от 09.07.2003 (с последними изменениями и дополнениями).



29. Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 № 593-ІІ (с последними изменениями и дополнениями).

30. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VІ от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями на 29.06.2018 г.).

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

1. Месторождение Каратурун Морской. Структурные карта по отражающему V горизонту(подошва юры), уточненная данными бурения.
2. Месторождение Каратурун Морской. Структурная карта по отражающему горизонту IV (условно в бат-байосских отложениях), уточненная данными бурения.
3. Месторождение Каратурун Морской. Структурная схема по отражающему горизонту III подошва неокома), уточненная данными бурения
4. Месторождение Каратурун Морской. Сейсмологические разрезы по линиям сейсмических профилей 2Д: 8509500, 8609125 и 8609490.
5. Месторождение Каратурун Морской. Геолого-литологические профили по линиям скважин I-I и II-II.
6. Месторождение Каратурун Морской. Пласт Ю-I-A. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.
7. Месторождение Каратурун Морской. Пласт Ю-I-B. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.
8. Месторождение Каратурун Морской. Пласт Ю-I-B. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.
9. Месторождение Каратурун Морской. Пласт Ю-II-A. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Карта эффективных газонасыщенных толщин.
10. Месторождение Каратурун Морской. Пласт Ю-III-A. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.
11. Месторождение Каратурун Морской. Ю-IV горизонт. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.
12. Месторождение Каратурун Морской. Ю-V горизонт. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.
13. Месторождение Каратурун Морской. Ю-IV-A горизонт. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.
14. Месторождение Каратурун Морской. Ю-VI-B горизонт. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.
15. Месторождение Каратурун Морской. Ю-VII горизонт. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.

16. Месторождение Каратурун Морской. Ю-VIII-A горизонт. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.
17. Месторождение Каратурун Морской. Ю-VIII-B горизонт. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.
18. Месторождение Каратурун Морской. Ю-IX- А горизонт. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.
19. Месторождение Каратурун Морской. Ю-X горизонт. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин
20. Месторождение Каратурун Морской. Карта изобар по состоянию на 01.01.2023 г.
21. Месторождение Каратурун Морской. I объект (горизонт Ю-I, Ю-II). Карта разработки по состоянию на 01.01.2023 г.
22. Месторождение Каратурун Морской. II объект (горизонт Ю-IV, Ю-V). Карта разработки по состоянию на 01.01.2023 г.
23. Месторождение Каратурун Морской. III объект (горизонт Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X). Карта разработки по состоянию на 01.01.2023 г.
24. Месторождение Каратурун Морской. I объект (горизонт Ю-I, Ю-II). Карта накопленных отборов на 01.01.2023 г.
25. Месторождение Каратурун Морской. II объект (горизонт Ю-IV, Ю-V). Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2023 г.
26. Месторождение Каратурун Морской. III объект (горизонт Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X). Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2023 г.
27. Месторождение Каратурун Морской. I объект (горизонт Ю-I, Ю-II). Схема расположения пробуренных скважин по состоянию на 01.01.2023 г. 1, 2 варианты.
28. Месторождение Каратурун Морской. II объект (горизонт Ю-IV, Ю-V). Схема расположения проектных и пробуренных скважин по состоянию на 01.01.2023 г. 1 вариант.
29. Месторождение Каратурун Морской. II объект (горизонт Ю-IV, Ю-V). Схема расположения проектных и пробуренных скважин по состоянию на 01.01.2023 г. 2 вариант.
30. Месторождение Каратурун Морской. III объект (горизонт Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X). Схема расположения пробуренных скважин по состоянию на 01.01.2023 г. 1 вариант.
31. Месторождение Каратурун Морской. III объект (горизонт Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X). Схема расположения пробуренных скважин по состоянию на 01.01.2023 г. 2 вариант.

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ



Таблица П1 - Характеристика основного фонда скважин. I объект. 1 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод добывающих скважин под испытание в ППД на II объект	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			Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут	
	всего	добыв.	нагнет.						всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	действ.	нефти	жидк.
2023	0	0	0	1	0	2	2	2	0	0	1	1	1	12,4	37,1
2024	0	0	0	0	0	2	2	2	0	0	1	1	1	10,5	44,4
2025	0	0	0	0	0	2	2	2	0	0	1	1	1	9,0	42,3
2026	0	0	0	0	0	2	2	2	0	0	1	1	1	7,2	40,2
2027	0	0	0	0	0	2	2	2	0	0	1	1	1	4,3	34,7
2028	0	0	0	0	0	2	2	2	0	0	1	1	1	1,7	30,1
2029	0	0	0	0	0	2	2	2	0	0	1	1	1	0,4	24,4

Таблица П2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I 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. нефтеотд, дел.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча газа, млн. м ³	Накопленная добыча газа, млн. м ³
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.			
2023	4,1	15,7	70,3	24,3	93,4	0,072	12,2	12,2	58,7	58,7	66,6	0,1	0,7
2024	3,5	13,3		27,7	106,7	0,082	14,6	14,6	73,3	73,3	76,3	0,1	0,8
2025	2,9	11,3		30,7	118,0	0,091	13,9	13,9	87,2	87,2	78,8	0,1	0,9
2026	2,4	9,1		33,0	127,1	0,097	13,2	13,2	100,4	100,4	82,1	0,1	1,0
2027	1,4	5,4		34,5	132,5	0,102	11,4	11,4	111,8	111,8	87,6	0,04	1,0
2028	0,6	2,2		35,0	134,7	0,103	9,9	9,9	121,7	121,7	94,3	0,02	1,1
2029	0,1	0,5		35,2	135,2	0,104	8,0	8,0	129,7	129,7	98,2	0,00	1,1



Таблица ПЗ - Характеристика основного фонда скважин. II объект. 1 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод добывающих скважин на II объект	Ввод под добычу из освоения	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			Перевод добывающих скважин в испытание под ППД	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут	
	всего	добыв.	нагнет.						всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	действ.		нефти	жидк.
2023	3	3	0	0	0	28	28	28	0	0	28	28	25	0	13,2	35,3
2024	2	2	0	0	0	30	30	30	0	0	29	29	26	1	10,5	37,6
2025	0	0	0	0	0	30	30	30	0	0	29	29	26	0	8,5	39,0
2026	0	0	0	0	0	30	30	30	0	0	29	29	26	0	6,4	38,2
2027	0	0	0	0	0	30	30	30	0	0	29	29	26	0	5,1	35,4
2028	0	0	0	0	0	30	30	30	0	0	29	29	26	0	3,7	32,2
2029	0	0	0	0	0	30	30	30	1	0	28	28	25	0	2,6	30,4
2030	0	0	0	0	0	30	30	30	0	0	28	28	25	0	1,9	27,5
2031	0	0	0	0	0	30	30	30	1	0	27	27	24	0	1,4	27,0
2032	0	0	0	4	0	34	30	34	0	0	31	31	28	0	1,8	24,9
2033	0	0	0	4	0	38	30	38	1	0	34	34	31	0	2,6	22,6
2034	0	0	0	0	0	38	30	38	0	0	34	34	31	0	2,5	22,2
2035	0	0	0	0	0	38	30	38	0	0	34	34	31	0	2,0	20,5
2036	0	0	0	0	0	38	30	38	0	0	34	34	31	0	1,4	18,7
2037	0	0	0	0	0	38	30	38	0	0	34	34	31	0	1,0	16,8
2038	0	0	0	0	0	38	30	38	0	0	34	34	31	0	0,7	14,9
2039	0	0	0	0	0	38	30	38	0	0	34	34	31	0	0,5	13,1
2040	0	0	0	0	0	38	30	38	0	0	34	34	31	0	0,4	11,5
2041	0	0	0	0	0	38	30	38	0	0	34	34	31	0	0,3	10,0
2042	0	0	0	0	0	38	30	38	0	0	34	34	31	0	0,2	8,7

Таблица П4 - 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. нефтегд, дед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча газа, млн. м ³	Накопленная добыча газа, млн. м ³
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.			
2023	102,4	9,3	23,0	759,1	68,9	0,267	290,3	290,3	1 869,7	1 869,7	64,7	3,7	24,0
2024	87,0	7,9	25,4	846,1	76,8	0,298	320,8	320,8	2 190,5	2 190,5	72,9	3,2	27,2
2025	72,4	6,6	28,3	918,5	83,4	0,324	333,4	333,4	2 523,9	2 523,9	78,3	2,6	29,8
2026	54,3	4,9	29,6	972,8	88,3	0,343	326,2	326,2	2 850,1	2 850,1	83,3	2,0	31,8
2027	43,5	3,9	33,6	1 016,3	92,2	0,358	302,1	302,1	3 152,2	3 152,2	85,6	1,6	33,4
2028	31,3	2,8	36,5	1 047,6	95,1	0,369	275,0	275,0	3 427,2	3 427,2	88,6	1,1	34,5
2029	21,7	2,0	39,8	1 069,2	97,0	0,377	249,9	249,9	3 677,1	3 677,1	91,3	0,8	35,3
2030	15,6	1,4	47,6	1 084,8	98,4	0,382	225,8	225,8	3 902,9	3 902,9	93,1	0,6	35,8
2031	10,8	1,0	62,7	1 095,6	99,4	0,386	212,9	212,9	4 115,8	4 115,8	94,9	0,4	36,2
2032	16,5	1,5		1 112,1	100,9	0,392	229,4	229,4	4 345,2	4 345,2	92,8	0,6	36,8
2033	26,7	2,4		1 138,8	103,3	0,401	230,6	230,6	4 575,8	4 575,8	88,4	1,0	37,8
2034	25,9	2,4		1 164,8	105,7	0,410	225,7	225,7	4 801,5	4 801,5	88,5	0,9	38,7
2035	20,4	1,9		1185,2	107,6	0,417	209,2	209,2	5010,7	5010,7	90,2	0,7	39,5
2036	14,7	1,3		1199,9	108,9	0,423	190,3	190,3	5201,0	5201,0	92,3	0,5	40,0
2037	10,6	1,0		1210,5	109,8	0,426	170,8	170,8	5371,8	5371,8	93,8	0,4	40,4
2038	7,6	0,7		1218,2	110,5	0,429	151,7	151,7	5523,5	5523,5	95,0	0,3	40,7
2039	5,5	0,5		1223,6	111,0	0,431	133,6	133,6	5657,1	5657,1	95,9	0,2	40,9
2040	4,0	0,4		1227,6	111,4	0,432	116,9	116,9	5774,0	5774,0	96,6	0,1	41,0
2041	2,8	0,3		1230,4	111,7	0,433	101,8	101,8	5875,8	5875,8	97,2	0,1	41,1
2042	2,0	0,2		1232,5	111,8	0,434	88,3	88,3	5964,0	5964,0	97,7	0,1	41,2



Таблица П5 - Характеристика основного фонда скважин. III объект. 1 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Ввод скважин из освоения	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			Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут	
	всего	добыв.	нагнет.					всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	действ.	нефти	жидк.
2023	0	0	0	4	13	13	13	0	0	13	13	12	17,4	32,5
2024	0	0	0	4	17	17	17	0	0	17	17	15	14,2	34,7
2025	0	0	0	0	17	17	17	0	0	17	17	15	12,3	42,3
2026	0	0	0	0	17	17	17	0	0	17	17	15	9,8	47,0
2027	0	0	0	0	17	17	17	0	0	17	17	15	7,7	49,2
2028	0	0	0	0	17	17	17	0	0	17	17	15	6,1	49,8
2029	0	0	0	0	17	17	17	0	0	17	17	15	4,7	49,1
2030	0	0	0	0	17	17	17	0	0	17	17	15	3,7	46,4
2031	0	0	0	0	17	17	17	0	0	17	17	15	2,9	42,4
2032	0	0	0	0	17	17	17	0	0	13	13	12	1,9	44,5
2033	0	0	0	0	17	17	17	0	0	9	9	8	1,1	55,0
2034	0	0	0	0	17	17	17	0	0	9	9	8	0,9	45,2
2035	0	0	0	0	17	17	17	0	0	9	9	8	0,7	37,2
2036	0	0	0	0	17	17	17	0	0	9	9	8	0,5	30,6

Таблица П6 - Характеристика основного фонда скважин. 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. нефтеотд, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча газа, млн. м ³	Накопленная добыча газа, млн. м ³
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.			
2023	58,5	12,1	16,2	181,1	37,4	0,117	128,3	128,3	373,3	373,3	54,4	1,8	5,4
2024	61,9	12,8	20,4	243,0	50,2	0,157	171,2	171,2	544,5	544,5	63,8	1,9	7,3
2025	60,7	12,5	25,2	303,7	62,7	0,197	208,7	208,7	753,2	753,2	70,9	1,8	9,1
2026	48,5	10,0	26,9	352,1	72,8	0,228	231,4	231,4	984,6	984,6	79,1	1,5	10,6
2027	38,1	7,9	28,9	390,2	80,6	0,253	242,6	242,6	1227,1	1227,1	84,3	1,2	11,7
2028	29,9	6,2	31,9	420,2	86,8	0,272	245,2	245,2	1472,4	1472,4	87,8	0,9	12,6
2029	23,3	4,8	36,6	443,5	91,6	0,287	241,7	241,7	1714,1	1714,1	90,3	0,7	13,4
2030	18,2	3,8	45,0	461,7	95,4	0,299	228,7	228,7	1942,9	1942,9	92,0	0,5	13,9
2031	14,2	2,9	63,7	475,9	98,3	0,308	208,9	208,9	2151,8	2151,8	93,2	0,4	14,3
2032	7,7	1,6	94,9	483,6	99,9	0,313	175,4	175,4	2327,3	2327,3	95,6	0,2	14,6
2033	2,9	0,6		486,5	100,5	0,315	144,5	144,5	2471,7	2471,7	98,0	0,1	14,7
2034	2,3	0,5		488,8	101,0	0,317	118,9	118,9	2590,6	2590,6	98,1	0,1	14,7
2035	1,8	0,4		490,6	101,4	0,318	97,7	97,7	2688,4	2688,4	98,2	0,1	14,8
2036	1,4	0,3		492,0	101,7	0,319	80,3	80,3	2768,7	2768,7	98,3	0,0	14,8



Таблица П7 - Характеристика основного фонда скважин. В целом. 1 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод добывающих скважин на II объект	Ввод под добычу из освоения	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			Перевод добывающих скважин под испытание в ИПД на II объект	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут	
	всего	добыв.	нагнет.						всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	действ.		нефти	жидк.
2023	3	3	0	0	4	43	43	43	0	0	42	42	38	1	13,9	35,8
2024	2	2	0	0	4	49	49	49	0	0	47	47	42	1	11,0	37,5
2025	0	0	0	0	0	49	49	49	0	0	47	47	42	0	9,9	40,3
2026	0	0	0	0	0	49	49	49	0	0	47	47	42	0	7,6	41,4
2027	0	0	0	0	0	49	49	49	0	0	47	47	42	0	6,0	40,3
2028	0	0	0	0	0	49	49	49	0	0	47	47	42	0	4,5	38,4
2029	0	0	0	0	0	49	49	49	1	0	46	46	41	0	3,4	37,1
2030	0	0	0	0	0	49	49	49	0	0	45	45	40	0	2,6	34,6
2031	0	0	0	0	0	49	49	49	1	0	44	44	39	0	1,9	32,9
2032	0	0	0	4	0	49	49	49	0	0	44	44	40	0	1,8	30,8
2033	0	0	0	4	0	49	49	49	1	0	43	43	39	0	2,3	29,3
2034	0	0	0	0	0	49	49	49	0	0	43	43	39	0	2,2	26,9
2035	0	0	0	0	0	49	49	49	0	0	43	43	39	0	1,7	24,0
2036	0	0	0	0	0	49	49	49	0	0	43	43	39	0	1,3	21,1
2037	0	0	0	0	0	49	49	49	0	0	34	34	31	0	1,0	16,8
2038	0	0	0	0	0	49	49	49	0	0	34	34	31	0	0,7	14,9
2039	0	0	0	0	0	49	49	49	0	0	34	34	31	0	0,5	13,1
2040	0	0	0	0	0	49	49	49	0	0	34	34	31	0	0,4	11,5
2041	0	0	0	0	0	49	49	49	0	0	34	34	31	0	0,3	10,0
2042	0	0	0	0	0	49	49	49	0	0	34	34	31	0	0,2	8,7

Таблица П8 - 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, %	Кэфф. нефтеотд, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча газа, млн. м ³	Накопленная добыча газа, млн. м ³
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.			
2023	165,0	10,2	20,3	964,5	59,8	0,204	430,8	430,8	2301,6	2301,6	62	5,6	30,2
2024	152,4	9,5	23,5	1116,8	69,3	0,237	506,6	506,6	2808,2	2808,2	70	5,1	35,3
2025	136,0	8,4	27,5	1252,9	77,7	0,265	556,0	556,0	3364,2	3364,2	76	4,5	39,9
2026	105,1	6,5	29,3	1358,0	84,2	0,288	570,8	570,8	3935,0	3935,0	82	3,5	43,4
2027	83,0	5,1	32,7	1441,0	89,4	0,305	556,1	556,1	4491,1	4491,1	85	2,8	46,1
2028	61,8	3,8	36,1	1502,8	93,2	0,318	530,1	530,1	5021,2	5021,2	88	2,1	48,2
2029	45,1	2,8	41,3	1547,9	96,0	0,328	499,6	499,6	5520,8	5520,8	91	1,5	49,7
2030	33,8	2,1	52,7	1581,7	98,1	0,335	454,5	454,5	5975,4	5975,4	93	1,1	50,8
2031	25,0	1,5	82,5	1606,7	99,7	0,340	421,9	421,9	6397,2	6397,2	94	0,8	51,6
2032	24,2	1,5		1630,9	101,2	0,345	404,9	404,9	6802,1	6802,1	94	0,8	52,4
2033	29,7	1,8		1660,5	103,0	0,352	375,0	375,0	7177,2	7177,2	92	1,1	53,5
2034	28,2	1,8		1688,8	104,8	0,358	344,6	344,6	7521,8	7521,8	92	1,0	54,5
2035	22,2	1,4		1711,0	106,1	0,362	307,0	307,0	7828,7	7828,7	93	0,8	55,3
2036	16,1	1,0		1727,1	107,1	0,366	270,6	270,6	8099,4	8099,4	94	0,6	55,9
2037	10,6	0,7		1737,7	107,8	0,368	170,8	170,8	8270,2	8270,2	94	0,4	41,4
2038	7,6	0,5		1745,3	108,3	0,370	151,7	151,7	8421,8	8421,8	95	0,3	41,7
2039	5,5	0,3		1750,8	108,6	0,371	133,6	133,6	8555,4	8555,4	96	0,2	41,9
2040	4,0	0,2		1754,7	108,9	0,372	116,9	116,9	8672,3	8672,3	97	0,1	42,1
2041	2,8	0,2		1757,6	109,0	0,372	101,8	101,8	8774,1	8774,1	97	0,1	42,2
2042	2,0	0,1		1759,6	109,2	0,373	88,3	88,3	8862,4	8862,4	98	0,1	42,2



Таблица П9 - 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 2023	2 2024	3 2025	4 2026	5 2027	6 2028	7 2029	8 2030	9 2031	10 2032	11 2033	12 2034		20 2042
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	...	27
I	Строительство скважин (подземное строительство)																		
1	Бурение добывающих скважин	скв.	5	121,0	605	363	242	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Ввод скважин под добычу из освоения	скв.	8	7,5	60	30	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод добывающих скважин на II объект	скв.	8	7,5	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	30	0	0	0
	Перевод добывающих скважин под испытание в ППД	скв.	2	7,5	15	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Выбытие скважин	скв.	3	1,5	5	0	0	0	0	0	0	2	0	2	0	2	0		
	Итого строительство скважин				744	400	279	0	0	0	0	2	0	2	30	32	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				855	400	305	0	0	0	0	3	0	3	67	77	0	0	0
II	Надземное строительство																		
	Обустройство промысла																		
1	Обустройство скважин	скв.	5	17,0	85	51	34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии, Ø89*6	км	5	17,3	87	52	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Замерная установка (ЗУ)	ед.	1	86,6	87	0	87	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Нефтепровод от АГЗУ до УПСВ	км	4	60,2	259	0	259	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Автомобильные дороги к новым скважинам	км	9	45,0	419	251	167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Линии электропередач (ЛЭП)	км	9	1,0	9	6	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				945	360	585	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				1 000	360	640	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин без учета инфляции				1 689	760	865	0	0	0	0	2	0	2	30	32	0	0	0
	Всего со строительством скважин с учетом инфляции				1 855	760	945	0	0	0	0	3	0	3	67	77	0	0	0
	Коэффициент инфляции					1,000	1,093	1,195	1,307	1,429	1,562	1,707	1,867	2,041	2,231	2,439	2,667	...	3,617

Таблица П10 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Года	Расчет дохода						Общий доход предприятия млн.тенге
	Объем добычи нефти тыс.т	Объем продажи нефти			Цена реализации нефти		
		Всего тыс.т	на внешний рынок Усть- Луга тыс.т	на внутренний рынок тыс.т	на внешний рынок Усть- Луга тыс.тг/т	на внутренний рынок тыс.тг/т	
1	2	3	4	5	6	7	8
2023	165,0	161,8	113,2	48,5	280,5	64,7	34 565,9
2024	152,4	149,4	104,6	44,8	306,6	70,8	34 900,3
2025	136,0	133,4	93,4	40,0	335,2	77,4	34 068,7
2026	105,1	103,1	72,2	30,9	366,5	84,6	28 786,5
2027	83,0	81,3	56,9	24,4	400,7	92,5	24 828,8
2028	61,8	60,6	42,4	18,2	438,0	101,1	20 216,4
2029	45,1	44,3	31,0	13,3	478,9	110,5	16 150,5
2030	33,8	33,1	23,2	9,9	523,6	120,9	13 220,8
2031	25,0	24,5	17,1	7,3	572,4	132,1	10 681,7
2032	24,2	23,7	16,6	7,1	625,8	144,4	11 306,2
2033	29,7	29,1	20,4	8,7	684,1	157,9	15 159,3
2034	28,2	27,7	19,4	8,3	747,9	172,6	15 766,3
2035	22,2	21,8	15,3	6,5	817,7	188,7	13 573,0
2036	16,1	15,8	11,1	4,7	893,9	206,3	10 755,5
2037	10,6	10,4	7,3	3,1	977,3	225,6	7 734,2
2038	7,6	7,5	5,2	2,2	1 068,5	246,6	6 087,9
2039	5,5	5,4	3,8	1,6	1 168,1	269,6	4 792,1
2040	4,0	3,9	2,7	1,2	1 277,0	294,8	3 772,1
2041	2,8	2,8	2,0	0,8	1 396,1	322,3	2 969,2
2042	2,0	2,0	1,4	0,6	1 526,3	352,3	2 337,2
Итого приб. период 2023-2036	938,2	919,9	644,0	276,0			291 714,2
Итого расчет. период 2023-2042	960,2	941,5	659,0	282,4			311 672,7



Таблица П11 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Года	Расходы относимые на себестоимость продукции													Налоги и платежи		Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость одной тонны нефти
	Аренда материалов и оборудования	Услуги производственного характера, выполненными сторонними организациями	Затраты на электроэнергию	ФОТ ППП	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Затраты производственного характера	Ремонт скважин	Затраты на персонал	Затраты на транспортировку нефти	Затраты на страхование	Экологические расходы	Затраты на НИОКР	Прочие затраты	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество			
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	тыс.тг/тонну
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2023	65,7	45,3	138,2	240,0	922,1	498,0	543,8	29,0	11,6	0,4	12,5	20,8	53,4	31,0	147,5	178,5	2 759,5	16,7
2024	71,8	49,6	177,7	240,0	853,6	626,5	665,3	31,8	14,9	0,5	12,7	25,5	58,4	31,0	147,9	178,9	3 007,0	19,7
2025	78,5	54,2	213,2	240,0	762,2	723,1	727,3	34,7	17,9	0,5	12,4	26,4	63,8	34,6	135,1	169,7	3 123,9	23,0
2026	85,8	59,3	239,4	240,0	589,1	803,0	795,2	38,0	20,1	0,6	10,4	26,0	69,8	34,6	123,6	158,2	3 134,7	29,8
2027	93,8	64,8	254,9	240,0	464,7	864,3	869,3	41,5	21,4	0,6	9,0	24,4	76,3	34,6	114,8	149,4	3 174,5	38,3
2028	99,5	68,7	265,7	223,2	346,1	918,8	950,4	42,2	22,3	0,6	7,3	23,0	83,4	32,2	107,8	140,0	3 191,3	51,7
2029	105,5	72,8	273,7	207,6	253,0	961,9	1 016,9	42,9	22,9	0,6	5,9	21,4	91,2	29,9	102,7	132,6	3 209,0	71,1
2030	111,9	77,3	272,3	193,1	189,5	987,5	1 087,6	43,6	22,8	0,6	4,8	19,7	99,7	27,8	98,9	126,7	3 237,0	95,8
2031	118,7	81,9	276,3	179,5	140,1	1 025,8	1 162,6	44,3	23,2	0,6	3,9	18,3	109,0	25,9	96,1	122,0	3 306,2	132,3
2032	125,9	86,9	289,9	167,0	137,1	1 097,0	1 271,0	45,1	24,3	0,7	4,1	17,1	119,2	24,1	95,0	119,0	3 504,2	144,9
2033	133,5	92,1	293,5	155,3	170,2	1 139,6	1 358,0	45,8	24,6	0,7	5,5	16,7	130,3	22,4	94,1	116,5	3 682,3	124,1
2034	141,5	97,7	294,9	144,4	161,9	1 193,4	1 484,6	46,6	24,7	0,7	5,7	16,4	142,4	20,8	91,5	112,3	3 867,4	137,0
2035	150,1	103,6	287,2	134,3	127,5	1 233,9	1 623,1	47,4	24,1	0,7	4,9	15,9	155,7	19,4	89,1	108,5	4 016,8	180,8
2036	159,2	109,9	276,8	124,9	92,4	1 274,2	1 774,4	48,2	23,2	0,7	3,9	15,0	170,2	18,0	87,2	105,2	4 178,3	259,4
2037	168,8	116,5	191,0	116,2	60,8	1 004,3	1 533,9	49,0	16,0	0,7	2,8	14,2	186,1	16,7	85,8	102,5	3 562,8	336,3
2038	179,0	123,6	185,4	108,0	43,8	1 050,9	1 677,0	49,8	15,5	0,7	2,2	11,1	203,5	15,6	84,9	100,5	3 750,9	491,8
2039	189,8	131,0	178,5	100,5	31,5	1 100,2	1 833,3	50,6	15,0	0,7	1,7	10,7	222,5	14,5	84,2	98,7	3 964,8	721,9
2040	201,3	139,0	170,8	93,4	22,7	1 153,8	2 004,3	51,5	14,3	0,8	1,4	10,2	243,2	13,5	83,8	97,2	4 203,9	1 063,2
2041	213,5	147,4	162,6	86,9	16,3	1 212,8	2 191,2	52,3	13,6	0,8	1,1	9,9	265,9	12,5	83,4	95,9	4 470,3	1 570,2
2042	226,4	156,3	154,1	80,8	11,8	1 278,4	2 395,6	53,2	12,9	0,8	0,8	9,6	290,7	11,6	83,2	94,8	4 766,2	2 325,2
Итого приб. период 2023-2036	1 710,4	1 180,6	3 744,7	2 845,5	5 270,2	14 351,2	16 863,5	630,1	313,8	9,2	105,8	300,8	1 609,1	402,8	1 617,1	2 019,9	50 954,8	54,3
Итого расчет. период 2023-2042	2 720,4	1 877,8	4 596,1	3 315,1	5 396,2	20 147,4	26 965,0	887,6	385,2	13,0	113,1	352,3	2 834,7	470,5	2 036,6	2 507,1	72 110,9	75,1



Таблица П12 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Года	Расходы периода							Расходы по реализации		Налоги и отчисления			Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления для ликвидации последствий недропользования
	ФОТ АУП и персонала по сбыту	Услуги, выполненные сторонними организациями	Амортизация нематериальных активов и исторических затрат	Затраты на страхование	Арендные затраты	Социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	Прочие затраты	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Налоги и сборы, зависящие от ФОТ АУП	Альтернативный налог	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2023	398,3	64,9	112,2	6,8	45,0	37,1	24,8	2 548,6	4 511,5	49,6	10 069,6	18,2	17 886,6	20,8	54,0
2024	398,3	70,9	112,2	7,4	45,0	34,0	27,2	2 573,3	4 629,5	49,6	10 167,0	18,7	18 133,1	25,5	49,8
2025	398,3	77,5	112,2	8,1	45,0	36,0	29,7	2 512,0	4 753,7	55,4	9 924,7	19,2	17 971,8	26,4	46,0
2026	398,3	84,8	112,2	8,9	45,0	27,0	32,5	2 122,5	4 153,2	55,4	8 385,9	16,8	15 442,4	26,0	36,4
2027	398,3	92,7	112,2	9,7	45,0	25,3	35,5	1 830,7	3 654,7	55,4	7 233,0	14,8	13 507,3	24,4	0,0
2028	370,4	98,3	112,2	9,9	43,7	23,8	37,6	1 490,6	3 303,9	51,5	5 889,4	13,4	11 444,6	23,0	0,0
2029	344,5	104,2	112,2	10,0	42,4	22,1	39,9	1 190,8	2 620,0	47,9	4 704,9	10,7	9 249,6	21,4	0,0
2030	320,3	110,5	112,2	10,2	41,1	20,4	42,3	974,8	2 115,9	44,5	3 851,4	8,6	7 652,4	19,7	0,0
2031	297,9	117,2	112,2	10,4	39,9	18,9	44,9	787,6	1 791,4	41,4	3 111,7	7,3	6 380,9	18,3	0,0
2032	277,1	124,3	112,2	10,5	38,7	17,7	47,6	833,6	1 734,4	38,5	3 293,7	7,1	6 535,4	17,1	0,0
2033	257,7	131,8	0,0	10,7	37,5	17,6	50,5	1 117,7	2 127,1	35,8	4 416,1	8,7	8 211,2	16,7	0,0
2034	239,6	139,8	0,0	10,9	36,4	17,3	53,5	1 162,5	2 023,5	33,3	4 593,0	8,2	8 318,0	16,4	0,0
2035	222,9	148,2	0,0	11,1	35,3	16,4	56,7	1 000,8	1 593,4	31,0	3 954,0	6,5	7 076,3	15,9	0,0
2036	207,3	157,2	0,0	11,3	34,2	15,5	60,2	793,0	1 154,9	28,8	3 133,2	4,7	5 600,4	15,0	0,0
2037	192,7	166,7	0,0	11,5	33,2	14,7	63,8	570,3	759,7	26,8	2 253,1	3,1	4 095,5	14,2	0,0
2038	179,3	176,8	0,0	11,6	32,2	11,6	67,7	448,9	547,0	24,9	1 773,5	2,3	3 275,7	11,1	0,0
2039	166,7	187,5	0,0	11,8	31,2	11,0	71,8	353,3	393,8	23,2	1 396,0	1,7	2 648,0	10,7	0,0
2040	155,0	198,8	0,0	12,0	30,3	10,6	76,1	278,1	283,5	21,6	1 098,9	1,2	2 166,2	10,2	0,0
2041	144,2	210,8	0,0	12,2	29,4	10,2	80,7	218,9	204,2	20,1	865,0	0,9	1 796,6	9,9	0,0
2042	134,1	223,6	0,0	12,4	28,5	9,9	85,6	172,3	147,0	18,6	680,9	0,7	1 513,6	9,6	0,0
Итого приб. период 2023-2036	4 721,6	1 689,2	1 122,3	147,4	607,3	343,6	646,6	21 508,7	40 926,8	645,1	84 980,7	166,3	157 505,5	300,8	186,2
Итого расчет. период 2023-2042	5 500,9	2 686,7	1 122,3	207,6	759,0	396,9	1 028,4	22 980,3	42 502,3	753,4	90 794,9	173,0	168 905,5	352,3	186,2



Таблица П13 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Года	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы пеприода) приходящиеся на одну 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	Налогооблагаемый доход
	млн.тг	тыс.тг/тонну	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7
2023	20 720,9	125,6	13 845,0	151,7	19 838,2	14 727,6
2024	21 215,4	139,2	13 684,9	242,1	20 491,7	14 408,7
2025	21 168,0	155,6	12 900,6	192,2	20 485,8	13 582,8
2026	18 639,5	177,3	10 146,9	170,9	18 109,1	10 677,3
2027	16 706,1	201,4	8 122,7	148,4	16 277,6	8 551,2
2028	14 658,9	237,3	5 557,5	129,5	14 330,1	5 886,4
2029	12 480,0	276,4	3 670,5	112,9	12 227,6	3 922,8
2030	10 909,2	322,7	2 311,6	98,5	10 706,0	2 514,8
2031	9 705,3	388,5	976,4	85,9	9 538,9	1 142,8
2032	10 056,7	415,8	1 249,6	97,8	9 905,2	1 401,0
2033	11 910,2	401,5	3 249,2	107,0	11 847,0	3 312,4
2034	12 201,8	432,4	3 564,5	89,6	12 129,5	3 636,9
2035	11 108,9	499,9	2 464,0	78,7	11 060,2	2 512,8
2036	9 793,7	608,1	961,8	68,6	9 769,9	985,6
2037	7 672,5	724,2	61,7	59,8	7 671,5	62,6
2038	7 037,7	922,7	-949,8	52,1	7 046,1	-958,2
2039	6 623,5	1 206,1	-1 831,4	45,5	6 637,5	-1 845,4
2040	6 380,4	1 613,6	-2 608,3	39,7	6 397,3	-2 625,2
2041	6 276,7	2 204,7	-3 307,5	34,6	6 295,0	-3 325,8
2042	6 289,4	3 068,2	-3 952,2	30,2	6 307,8	-3 970,6
Итого приб. период 2023-2036	208 947,2	222,7	82 767,0	1 833,5	204 388,3	87 325,9
Итого расчет. период 2023-2042	241 554,9	251,6	70 117,7	2 035,5	237 072,0	74 600,7



Таблица П14 - Расчет денежного потока наличности государства, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Года	Доход Государства							
	Альтернативный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на имущество	Отчисления в фонд государст-венного соц. страхования и соц.налог	Подоходный налог с физических лиц	Таможенная пошлина	Прочие налоги	Итого
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2023	10 069,6	0,0	147,5	59,3	53,7	4 511,5	18,2	14 859,8
2024	10 167,0	549,7	147,9	59,3	58,8	4 629,5	18,7	15 630,8
2025	9 924,7	2 716,6	135,1	68,7	64,2	4 753,7	19,2	17 682,2
2026	8 385,9	2 135,5	123,6	68,7	70,2	4 153,2	16,8	14 954,0
2027	7 233,0	1 710,2	114,8	68,7	76,8	3 654,7	14,8	12 873,1
2028	5 889,4	1 177,3	107,8	63,9	78,1	3 303,9	13,4	10 633,7
2029	4 704,9	784,6	102,7	59,4	79,4	2 620,0	10,7	8 361,6
2030	3 851,4	503,0	98,9	55,2	80,7	2 115,9	8,6	6 713,7
2031	3 111,7	228,6	96,1	51,4	82,0	1 791,4	7,3	5 368,6
2032	3 293,7	280,2	95,0	47,8	83,4	1 734,4	7,1	5 541,6
2033	4 416,1	662,5	94,1	44,4	84,8	2 127,1	8,7	7 437,7
2034	4 593,0	727,4	91,5	41,3	86,2	2 023,5	8,2	7 571,2
2035	3 954,0	502,6	89,1	38,4	87,7	1 593,4	6,5	6 271,7
2036	3 133,2	197,1	87,2	35,7	89,1	1 154,9	4,7	4 702,1
2037	2 253,1	12,5	85,8	33,2	90,6	759,7	3,1	3 238,1
2038	1 773,5	0,0	84,9	30,9	92,2	547,0	2,3	4 304,2
2039	1 396,0	0,0	84,2	28,8	93,7	393,8	1,7	3 394,2
2040	1 098,9	0,0	83,8	26,7	95,3	283,5	1,2	2 688,3
2041	865,0	0,0	83,4	24,9	96,9	204,2	0,9	2 140,1
2042	680,9	0,0	83,2	23,1	98,5	147,0	0,7	1 714,1
Итого приб. период 2023-2036	84 980,7	12 187,6	1 617,1	795,6	1 165,8	40 926,8	166,3	141 839,9
Итого расчет. период 2023-2042	90 794,9	12 187,6	2 036,6	929,9	1 642,3	42 502,3	173,0	156 080,8



Таблица П15 - Расчет потока денежной наличности. Вариант 1

Года	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат млн.тг	Поток денежной наличности млн.тг	Накопленный поток денежной наличности млн.тг	В.Н.П. (IRR), без учета инфляции %	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) (дисконт 10%), без учета инфляции млн.тг	Срок окупаемости (дисконт 10%), без учета инфляции лет
1	2	3	4	5	6	7
2023	13 845,0	14 119,3	36 425,7	23,5	11 766,7	
2024	13 135,3	13 155,7	49 581,4	25,2	14 687,9	
2025	10 184,1	11 058,5	60 639,8	26,0	16 711,5	
2026	8 011,4	8 712,7	69 352,6	26,5	18 035,5	
2027	6 412,4	6 989,4	76 342,0	26,7	18 910,2	
2028	4 380,3	4 838,6	81 180,6	26,8	19 425,5	
2029	2 886,0	3 248,6	84 429,2	26,9	19 698,7	
2030	1 808,7	2 110,3	86 539,6	26,9	19 831,5	
2031	747,8	997,1	87 536,7	26,9	19 871,3	
2032	969,3	1 151,7	88 688,4	26,9	19 902,6	
2033	2 586,7	2 680,0	91 368,4	26,9	19 984,0	
2034	2 837,1	2 999,1	94 367,5	26,9	20 054,5	
2035	1 961,5	2 089,0	96 456,4	26,9	20 081,7	
2036	764,6	857,1	97 313,5	26,9	20 068,7	
2037	49,1	109,9	97 423,4	26,9	20 038,3	
2038	-949,8	-906,0	96 517,4	26,9	19 995,1	
2039	-1 831,4	-1 799,9	94 717,5	26,9	19 946,1	
2040	-2 608,3	-2 585,6	92 131,9	26,9	19 895,8	
2041	-3 307,5	-3 291,2	88 840,7	26,9	19 846,7	
2042	-3 952,2	-3 940,5	84 900,2	26,9	19 800,2	
Итого приб. период 2023-2036	70 579,4	75 117,0	97 423,4	26,9	20 038,3	1
Итого расчет. период 2023- 2042	57 930,2	62 593,8	84 900,2	26,9	19 800,2	1

