









**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**

Руководитель отчета		Кадиров Т.А.
Главный геофизик		Касымова К.М.
Руководитель подсчетной группы:		Берекетов А.С.
Руководитель группы по разработке НГМ		Омирбекова А.
Ответственный исполнитель		Таджикулова Г.М.
Нормоконтролер		Исмуханова Г.Д.

**Техническое задание**  
На составление проекта  
«Проект разработки месторождения Есжан»

1. Основание для составления отчета	<ul style="list-style-type: none"><li>• Контракт на добычу (№4510 от 22.09.2017г.)</li></ul>
2. Исходные данные для выполнения работы	<ul style="list-style-type: none"><li>• «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Есжан по состоянию изученности на 02.01.2016г.» Протокол ГКЗ №1715-16-У от 21.10.2016г.</li><li>• «Технологическая схема разработки месторождения Есжан по состоянию изученности на 01.07.2016г», утвержденная ЦКРР РК 31.03.2017г. (протокол №83).</li><li>• «Анализ разработки месторождения Есжан по состоянию на 01.07.2022 год», утвержденная ЦКРР РК 06.10.2022г. (протокол №32/9).</li><li>• «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Есжан по состоянию изученности на 02.01.2025г.» Протокол ГКЗ №2783-25-У от 27.11.2025г.</li></ul>
3. Состав и содержание отчета	<ul style="list-style-type: none"><li>• Согласно требованиям Кодекса о недрах и недропользования Республики Казахстан</li><li>• Согласно действующим «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр»</li><li>• Согласно Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений.</li></ul>
4. Охрана недр и окружающей среды	<ul style="list-style-type: none"><li>• Согласно требованиям Экологического Кодекса Республики Казахстан</li></ul>
5. Решение задач	<ul style="list-style-type: none"><li>• Общие сведения о месторождении</li><li>• Геолого-физическая характеристика месторождения</li><li>• Характеристика геологического строения</li><li>• Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности</li><li>• Свойства и состав нефти, газа и воды</li><li>• Физико-гидродинамические характеристики</li><li>• Запасы нефти и газа</li><li>• Подготовка геолого-промысловой и технико-экономической основы для проектирования</li><li>• Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов</li><li>• Анализ текущего состояния разработки</li><li>• Обоснование принятых расчетных моделей пластов, их геолого-физических характеристик, принятых для расчета технологических показателей разработки</li><li>• Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных</li></ul>

	<p>вариантов разработки</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Обоснование нормативов капиталовложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей</li> <li>• Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки</li> <li>• Технологические показатели вариантов разработки</li> <li>• Экономические показатели вариантов разработки</li> <li>• Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр</li> <li>• Технико-экономический анализ проектных решений</li> <li>• Техника и технология добычи нефти и газа</li> <li>• Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования</li> <li>• Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин</li> <li>• Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин</li> <li>• Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды используемой для заводнения</li> <li>• Рекомендации к конструкциям скважин, производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин</li> <li>• Основание проекта плана добычи нефти, газа, объемов буровых работ</li> <li>• Контроль за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования</li> <li>• Охрана недр и окружающей среды</li> <li>• Мероприятия по доразведке месторождения</li> <li>• Опытно-промышленные испытания новых технологий и технических решений</li> <li>• Расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования</li> </ul>
6. Сроки составления отчета	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 3 месяца</li> <li>• Еженедельный отчет о ходе выполнения работ (в %)</li> </ul>
7. Количество экземпляров отчета	<ul style="list-style-type: none"> <li>• На бумажном носителе 3 экземпляра, электронная версия в формате PDF и Word (Excel) на CD диске в 1 экземпляре.</li> </ul>

**ЗАКАЗЧИК:**  
 Вице президент по геологии  
 и разработке ТОО «САУТС-ОЙЛ»



Мухаметрахимов Ш.К.

## СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ТАБЛИЦ .....	7
СПИСОК РИСУНКОВ .....	9
СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ .....	10
СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ .....	11
СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ .....	12
РЕФЕРАТ .....	13
ВВЕДЕНИЕ .....	14
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	17
2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	19
2.1 Характеристика геологического строения .....	19
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности .....	27
2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды .....	31
2.3.1 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях .....	31
2.3.2 Свойства нефти в пластовых условиях .....	33
2.3.3 Состав и свойства растворенного газа в нефти .....	34
2.3.4 Физические свойства и химический состав пластовых вод .....	35
2.4 Физико-гидродинамическая характеристика .....	35
2.5 Запасы нефти и газа .....	38
3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ .....	41
3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности .....	41
3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения .....	43
3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки .....	43
3.2.2 Сравнение проектных и фактических показателей разработки .....	46
3.2.3 Анализ выработки запасов нефти из пластов .....	49
3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов .....	51
3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки .....	51
3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки .....	51
3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки .....	52
3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей .....	61
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ .....	68
4.1 Технологические показатели вариантов разработки .....	68
4.2 Экономические показатели вариантов разработки .....	72
4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр .....	85
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ .....	88
5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора, рекомендуемого к утверждению варианта .....	88
6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ .....	95
6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин .....	95

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин .....	99
6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин.....	104
6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке газа.....	106
6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента .....	106
7 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН.....	109
7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ .....	109
7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин .....	112
8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ .....	116
9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ .....	118
10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ .....	128
10.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха.....	129
10.2 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов .....	130
10.3 Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира .....	131
10.4 Мероприятия по защите окружающей среды от негативного действия отходов .....	133
10.5 Охрана недр.....	134
10.6 Мероприятия по ликвидации аварий.....	135
10.7 Противоэпидемическая безопасность .....	137
10.8 Заключение.....	138
11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	140
12 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ.....	143
13 РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ .....	149
13.1 Общие положения .....	149
13.2 Расчет размера удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд .....	150
13.3 Сумма отчислений в ликвидационный фонд месторождения Есжан .....	155
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	157
ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ .....	158
ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ .....	181

## СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин пластов .....	30
Таблица 2.2.2 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности по горизонтам.....	31
Таблица 2.2.3 – Статистические показатели характеристик неоднородности пласта (горизонта) .....	31
Таблица 2.3.1 – Физико-химические свойства и фракционный состав нефти в поверхностных условиях .....	32
Таблица 2.3.2 – Свойства пластовой нефти .....	34
Таблица 2.3.3 – Компонентный состав растворенного газа .....	35
Таблица 2.4.1 – Результаты определения Квыт .....	38
Таблица 2.5.1 – Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Есжан по состоянию изученности на 02.01.2025 г. ....	40
Таблица 3.1.1 – Результаты гидродинамических исследований.....	41
Таблица 3.1.2 – Результаты обработки КВД в скважине №2 .....	42
Таблица 3.4.3 – Результаты замеров пластовых параметров в скважине № 5 .....	43
Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин на 01.01.2026 г. ....	44
Таблица 3.2.2 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Есжан.....	48
Таблица 3.2.3 – Выработка запасов нефти по месторождению Есжан на 01.01.2026 г. ....	50
Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационного объекта .....	53
Таблица 3.4.2 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки....	54
Таблица 3.4.3 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей по рекомендуемому 2 .....	58
Таблица 3.5.1 – Нормативы капитальных вложений .....	65
Таблица 3.5.2 – Нормативы эксплуатационных затрат .....	66
Таблица 4.1.1 – Месторождение Есжан. I объект. Характеристика основного фонда скважин 2 вариант.....	70
Таблица 4.1.2 – Месторождение Есжан. I объект. Характеристика основных показателей разработки 2 вариант.....	71
Таблица 4.2.1 – Расчет капитальных вложений. Вариант 2 (рекомендуемый) .....	76
Таблица 4.2.2 – Расчет дохода от продажи продукции с учетом инфляции. Вариант 2 .....	78
Таблица 4.2.3 – Расчет эксплуатационных расходов, относимых на себестоимость продукции, с учетом инфляции. Вариант 2 .....	79
Таблица 4.2.4 – Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода, с учетом инфляции. Вариант 2.....	80
Таблица 4.2.5 – Расчет налогооблагаемого дохода, с учетом инфляции. Вариант 2.....	81
Таблица 4.2.6 – Расчет налогов и отчислений в бюджет Государства, с учетом инфляции. Вариант 2.....	82
Таблица 4.2.7 – Расчет чистой прибыли, с учетом инфляции. Вариант 2 .....	83
Таблица 4.2.8 – Расчет потоков денежной наличности, с учетом инфляции. Вариант 2 .....	84
Таблица 4.3.1 – Сопоставление утвержденных и расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Таблица 5.1 – Сравнение основных технико-экономических показателей вариантов разработки .....	94
Таблица 6.1 – Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин .....	102
Таблица 6.2 – Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях .....	103
Таблица 6.3 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления .....	107

Таблица 7.1 – Фактические конструкции пробуренных скважин на месторождении Есжан .....	110
Таблица 7.2 – Рекомендуемая конструкция для 7 эксплуатационных скважин .....	111
Таблица 7.3 – Рекомендуемая конструкция для 2 оценочных скважин.....	111
Таблица 7.4 – Рекомендуемая конструкция для поисковой скважины.....	112
Таблица 8.1 – I объект. Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ .....	117
Таблица 9.1 – Виды и объемы исследовательских работ по контролю за разработкой .....	119
Таблица 13.2.1 – Расчет стоимость ликвидации одной скважины .....	151
Таблица 13.2.2 – Расчет затрат на демонтаж объектов наземного обустройства .....	153
Таблица 13.2.3 – Расчет дохода от реализации металлолома при ликвидации одной скважины .....	153
Таблица 13.2.4 – Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд месторождения Есжан по контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ».....	155
Таблица 13.3.1 – Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд месторождения Есжан .....	155

**СПИСОК РИСУНКОВ**

Рисунок 1.1 – Обзорная карта .....	18
Рисунок 2.1.1 – Тектоническая схема Арыскумского прогиба.....	24
Рисунок 2.1.2 – Структурная карта по кровле ОГ-J2ds .....	25
Рисунок 2.4.1 – Зависимость водонасыщенности от капиллярного давления, параметра насыщения.....	36
Рисунок 2.4.2 – Зависимость водонасыщенности от ОФП.....	37
Рисунок 3.1.1 – Индикаторные диаграммы скважин № 2 и 10 .....	42
Рисунок 3.2.1 – График разработки месторождения Есжан.....	50
Рисунок 6.1 – Зависимость минимальных забойных давлений фонтанирования для скважин горизонта Ю-IV-A .....	97
Рисунок 6.2 – Зависимость минимальных забойных давлений фонтанирования для скважин горизонта Ю-IV-A .....	97

**СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ**

П1 – Месторождение Есжан. Характеристика основного фонда скважин 1 вариант .....	159
П2 – Месторождение Есжан. Характеристика основных показателей разработки 1 вариант .....	160
П3 – Месторождение Есжан. Характеристика основного фонда скважин 3 вариант .....	161
П4 – Месторождение Есжан. Характеристика основных показателей разработки 3 вариант .....	162
П4.2.9 – Расчет капитальных вложений. Вариант 1 .....	163
П4.2.10 – Расчет капитальных вложений. Вариант 3 .....	165
П4.2.11 – Расчет дохода от продажи продукции с учетом инфляции. Вариант 1 .....	167
П4.2.12 – Расчет дохода от продажи продукции с учетом инфляции. Вариант 3 .....	168
П4.2.13 – Расчет эксплуатационных расходов, относимых на себестоимость продукции, с учетом инфляции. Вариант 1 .....	169
П4.2.14 – Расчет эксплуатационных расходов, относимых на себестоимость продукции, с учетом инфляции. Вариант 3 .....	170
П4.2.15 – Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода, с учетом инфляции. Вариант 1 .....	171
П4.2.16 – Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода, с учетом инфляции. Вариант 3 .....	172
П4.2.17 – Расчет налогооблагаемого дохода, с учетом инфляции. Вариант 1 .....	173
П4.2.18 – Расчет налогооблагаемого дохода, с учетом инфляции. Вариант 3 .....	174
П4.2.19 – Расчет налогов и отчислений в бюджет Государства, с учетом инфляции. Вариант 1 .....	175
П4.2.20 – Расчет налогов и отчислений в бюджет Государства, с учетом инфляции. Вариант 3 .....	176
П4.2.21 – Расчет чистой прибыли, с учетом инфляции. Вариант 1 .....	177
П4.2.22 – Расчет чистой прибыли, с учетом инфляции. Вариант 3 .....	178
П4.2.23 – Расчет потоков денежной наличности, с учетом инфляции. Вариант 1 .....	179
П4.2.24 – Расчет потоков денежной наличности, с учетом инфляции. Вариант 3 .....	180

**СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ**

Приложение 1 – Контракт на добычу углеводородов на территории участка добычи месторождения Есжан.....	182
Приложение 2 – Лицензия ТОО «Geoscience Consulting».....	185
Приложение 3 – Протокол НТС ТОО «Geoscience Consulting» от 08.12.2026 г. ....	187
Приложение 4 – Протокол ГТС ТОО «САУТС-ОЙЛ» и ТОО «Geoscience Consulting», от 10.12.2026 г.....	190

## СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование приложения	Номер приложения	Масштаб
1	2	3	5
1	Сводный геолого-геофизический разрез	1	1:2000
2	Структурная карта по кровле отражающего горизонта Pz	2	1:25000
3	Структурная карта по кровле отражающего горизонта J2ds	3	1:25000
4	Схема корреляции	4	1:500
5	Временной разрез через скважины 1, 15, 10, 13	5	гор.1:25000 верт.1:2000
6	Временной разрез через скважины 3, 2, 5, 10, 13	6	гор.1:25000 верт.1:2000
7	Временной разрез через скважины 3, 2, 15, 11, 16	7	гор.1:25000 верт.1:2000
8	Временной разрез через скважины 4, 3, 2, 5, 10, 13, 12	8	гор.1:25000 верт.1:2000
9	Временной разрез через скважины 9, 14, 15, 11	9	гор.1:25000 верт.1:2000
10	Геологический профиль по линии I-I'	10	гор.1:25000 верт.1:2000
11	Геологический профиль по линии II-II'	11	гор.1:25000 верт.1:2000
12	Геологический профиль по линии III-III'	12	гор.1:25000 верт.1:2000
13	Геолого-литологические профили по линиям I-I' и II-II'	13	гор.1:10000 верт.1:5000
14	Схема обоснования ВНК	14	1:1000
15	Подсчетный план. Горизонт Ю-IV-А а) Структурная карта по кровле и подошве коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	15	1:25000
16	Подсчетный план. Горизонт Ю-IV-Б а) Структурная карта по кровле и подошве коллектора б) Карты общих эффективных толщин	16	1:25000
17	Подсчетный план. Горизонт Ю-IV-С а) Структурная карта по кровле и подошве коллектора б) Карты общих эффективных толщин	17	1:25000
18	Карта текущих и накопленных отборов I объекта	18	1:25000
19	Схема расположения проектных и пробуренных скважин по вариантам 1, 2, 3	19	1:25000

## РЕФЕРАТ

Отчет содержит 192 страниц, в т.ч. 45 таблиц, 9 рисунков, 20 табличных приложений, 19 графических приложений.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ГАЗ, ЗАЛЕЖЬ, ГОРИЗОНТ, СКВАЖИНА, ДЕБИТ, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ, ОБЪЕКТ РАЗРАБОТКИ, РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ, БУРЕНИЕ, ДОБЫЧА, ИССЛЕДОВАНИЯ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ.

Объект исследования – разработка нефтяных залежей месторождения Есжан.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти и газа на месторождении.

Месторождение Есжан расположен в пределах Арыскупского нефтегазоносного района Южно-Тургайской нефтегазоносной области, где разрабатываются месторождения нефти и газа Арыскуп, Кумколь, Кенлык и др.

На месторождении Есжан по данным разведочного, эксплуатационного бурения, детальной попластовой корреляции разрезов скважин по материалам ГИС в дощанской свите установлены три продуктивных горизонта Ю-IV-А, Ю-IV-Б и Ю-IV-С.

Результаты бурения показали, что вскрытая скважинами толща представлена палеозойскими и мезозойскими отложениями. Самая глубокая скважина на площади №16 пробурена до каротажной отметки 2426 м.

Месторождения находится в промышленной разработке с 2018 г. согласно Технологической схеме - 2017 г. на естественном режиме пластовой энергии. Выделен единственный I объект – горизонт Ю-IV-А+Б.

В 2022 г. с учетом текущего состояния разработки месторождения составлен «Анализ разработки...» и утвержден протоколом ЦКРР РК №№ 32/6 от 6.10.2022 г., где приняты уточненные технологические показатели разработки на 2023-2024 гг.

По состоянию на 01.01.2026 г. на месторождении Есжан пробурено 19 скважин, в т.ч.: 3 ед. - в консервации, 10 ед. - в наблюдательном фонде и 6 ед. - ликвидированы.

В настоящей работе также рассмотрены вопросы: выбора способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования, мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин, требования к системе сбора, транспорта и подготовки нефти, производству буровых работ, вскрытию пластов и освоению скважин, по контролю за процессом разработкой, охране недр и окружающей среды, а также мероприятия по доразведке.

Область применения нефтепромысел ТОО «САУТС-ОЙЛ» месторождение Есжан.

## ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения Есжан является ТОО «САУТС-ОЙЛ», имеющий Контракт № 4510 от 22.09.2017 г. на добычу углеводородного сырья на месторождении Есжан в Кызылординской области РК, заключенный между МЭ РК и ТОО «САУТС-ОЙЛ».

С 2001 г. право на проведение разведки углеводородного сырья предоставлено ТОО «САУТС-ОЙЛ» в соответствии с контрактом на Недропользование (№662 от 24.04.2001 г.).

В 2006 г. ТОО «ДАНК» на всей контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» были проведены сейсморазведочные работы МОГТ 2Д. Интерпретация материалов проводилась компанией «Парадайм Геофизикал Сервисез» (PGDS). В результате интерпретации и обобщения результатов этих работ, были построены структурные карты по отражающим горизонтам IIaг (поверхность арыскума), IIIaг (подошва арыскума), IV (поверхность дощана) и VI (поверхность палеозоя).

В 2007 г. ТОО «НПЦ Туран Гео» по договору с ТОО «САУТС-ОЙЛ» был выполнен анализ сейсморазведочных работ 2Д.

В 2008 г. ТОО «Мунайгазгеолсервис» выполнил «Проект разведки и оценки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» в пределах блоков XXVIII-37-A, B, D (частично), E (частично), F (частично) в Карагандинской и Кызылординской областях РК» и согласован ТУ «Южказнедра» (протокол №328/08 от 03.07.2008 г.), в рамках которого на структуре Есжан предусматривалось бурение 7 поисковых скважин проектными глубинами 2250 м (проектный горизонт – палеозой). В период 2008-2011 гг., согласно «Проекту разведочных работ...», было пробурено 7 поисковых скважин (№№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7).

Месторождение Есжан открыто в 2009 г. в результате бурения скважины №2, где получили фонтанирующий приток нефти из среднеюрских отложений (дощанской свиты).

В 2011 г. на площади Есжан АО «Азимут Энерджи Сервисез» выполнила сейсмосьемку 3Д. Обработка и интерпретация сейсмических исследований выполнена компанией «Петролеум Геосервисез Казахстан». В результате интерпретации были получены структурные карты по отражающим горизонтам: PZ (кровля палеозоя), J<sub>2</sub> (кровля средней юры), M-II (кровля продуктивного горизонта), K<sub>1nc1aг</sub> (кровля арысумского горизонта).

В 2012 г. ТОО «НПЦ Туран Гео» выполнен и принят КГиН МИИНТ РК «Проект поисков залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» в пределах блоков XXVIII-37-A, B, D (частично), E (частично), F (частично) в Карагандинской и

Кызылординской областях РК (протокол №17-04/4968 от 20.12.2012 г.), согласно которому были пробурены 3 разведочные скважины (№№ 8, 9, 10).

Оперативный подсчёт запасов нефти и растворённого в нефти газа месторождения Есжан по состоянию изученности на 01.02.2013 г. (АО «НИПИнефтегаз») утверждён протоколом ГКЗ РК №1320-13-П от 23.08.2013 г. Геологические/извлекаемые запасы нефти по месторождению Есжан по категории  $C_1+C_2$  составили 3337,3/1001,2 тыс.т.

В 2013 г. на основе ОПЗ был составлен Проект пробной эксплуатации месторождения Есжан по состоянию на 01.07.2013 г. (АО «НИПИнефтегаз»).

В 2014 г. ТОО «Ast Nedra» выполнен «Проект оценочных работ залежей нефти и газа на Контрактной территории № 662 ТОО «САУТС-ОЙЛ» в пределах блоков XXVIII-37-А, В, D (частично), Е (частично), F (частично), расположенных в Карагандинской и Кызылординской областях РК (протокол № 58/13 от 17.04.2015 г.)

В 2016 г. ТОО «Ast Nedra» выполнен «Подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти и газа месторождения Есжан по состоянию изученности на 02.01.2016 г.» (протокол ГКЗ РК №1715-16-У от 21.10.2016 г.). Запасы нефти, принятые ГКЗ РК на Государственный баланс полезных ископаемых РК составили:  $C_1$  – геологические 1470 тыс.т, извлекаемые 334 тыс.т;  $C_2$  – геологические 480 тыс.т, извлекаемые 71 тыс.т.

На основе Подсчета запасов УВС составлена «Технологическая схема разработки месторождения Есжан по состоянию на 01.07.2016 г.». После подписания Недропользователем Контракта на добычу №4510 от 22.09.2017 г. и согласно «Технологической схеме разработки...» (протокол ЦКР РК № 83/6 от 31.03.2017г.) с 2018г. началась промышленная разработка месторождения Есжан.

В 2020 г. проведены сейсморазведочные работы МОГТ ЗД в пределах контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ».

В 2022 г. компанией ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профессионал Гео Солюшнс Казахстан») была выполнена обработка и интерпретация сейсмических материалов МОГТ ЗД.

По результатам текущего состояния разработки месторождения и с учетом планируемых мероприятия недропользователя был составлен «Анализ разработки месторождения Есжан». Протоколом ЦКРР РК № 32/6 от 6.10.2022 г. были приняты уточненные технологические показатели разработки на 2023-2024 гг. и было рекомендовано выполнить Пересчет запасов УВ с дальнейшим составить новый проектный документ на разработку месторождения.

С учетом переинтерпретации сейсморазведочных работ МОГТ 3Д (2020-2022 гг.), бурения новых скважин (№№ 17, 18, А50) и лабораторных анализов кернa была построена геологическая и гидродинамическая модель месторождения Есжан.

В 2025 г. по результатам новых данных выполнен «Пересчет геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного газа месторождения Есжан по состоянию изученности на 02.01.2025 г.» (протокол ГКЗ РК №2783-25-У от 27.11.2025 г.). Запасы, принятые ГКЗ РК на Государственный баланс полезных ископаемых РК составили:

*нефть:* С<sub>1</sub> – геологические 1583 тыс.т, извлекаемые 384 тыс.т;  
С<sub>2</sub> – геологические 1152 тыс.т, извлекаемые 211 тыс.т.  
*растворенный газ:* С<sub>1</sub> – геологические 153,3 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые 37,2 млн.м<sup>3</sup>;  
С<sub>2</sub> – геологические 142,1 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые 25,9 млн.м<sup>3</sup>.

в том числе в пределах Горного отвода:

*нефть:* С<sub>1</sub> – геологические 1583 тыс.т, извлекаемые 384 тыс.т;  
С<sub>2</sub> – геологические 507 тыс.т, извлекаемые 93 тыс.т.  
*растворенный газ:* С<sub>1</sub> – геологические 153,3 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые 37,2 млн.м<sup>3</sup>;  
С<sub>2</sub> – геологические 89,9 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые 16,4 млн.м<sup>3</sup>.

в том числе за пределами Горного отвода:

*нефть:* С<sub>2</sub> – геологические 645 тыс.т, извлекаемые 118 тыс.т.  
*растворенный газ:* С<sub>2</sub> – геологические 52,2 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые 9,5 млн.м<sup>3</sup>.

Настоящий Проект разработки составлен на основе утвержденных запасов УВ с целью обоснование рациональной системы разработки месторождения Есжан по состоянию на 01.01.2026 г. и выполнен в соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании», «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» и «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений».

## 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В административном отношении месторождение Есжан расположено в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к югу 180 км), г. Жезказган (к северо-востоку 210 км), станция Жусалы (к юго-западу 100 км). В 40 км к востоку расположено крупное газонефтяное месторождение Кумколь (рис.1.1).

Асфальтированные дороги в пределах площади отсутствуют, дорожная сеть представлена только грунтовыми дорогами, труднопроходимыми в период дождливых зимнего и весеннего сезонов.

Местные источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения. Линии телефонной связи отсутствуют, связь поддерживается рациями.

Площадь расположена в южной части Тургайской низменности, где гидросеть и источники водоснабжения отсутствуют. Водоснабжение обеспечивается из артезианских скважин, которые имеют дебиты от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 4 г/л.

Животный и растительный мир типичный для пустынь и полупустынь.

Климат резко континентальный с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха. Максимальная температура воздуха в летний период достигает +45<sup>0</sup> С, а зимой снижается до -40<sup>0</sup> С. Среднегодовое количество осадков незначительно и приходится на зимне-весенний период.

Для района характерны сильные ветры западного и юго-западного направления летом, в остальное время года северного и северо-восточного направления.

Население в районе немногочисленное, основное занятие населения – животноводство.

Первооткрывательницей месторождения Есжан является скважина №2, которая пробурена в 2009 г. на расстоянии 1,7 км на юго-запад от скважины №1. При проектной глубине 2250 м фактический забой ее составил 2256 м. Скважина вскрыла палеозойские отложения на глубине 2180 м. В результате испытания из интервала 1994-2004 м (дошанская свита) был получен промышленный приток нефти 27 м<sup>3</sup>/сут.

**Обзорная карта**  
района работ  
масштаб 1:1400000

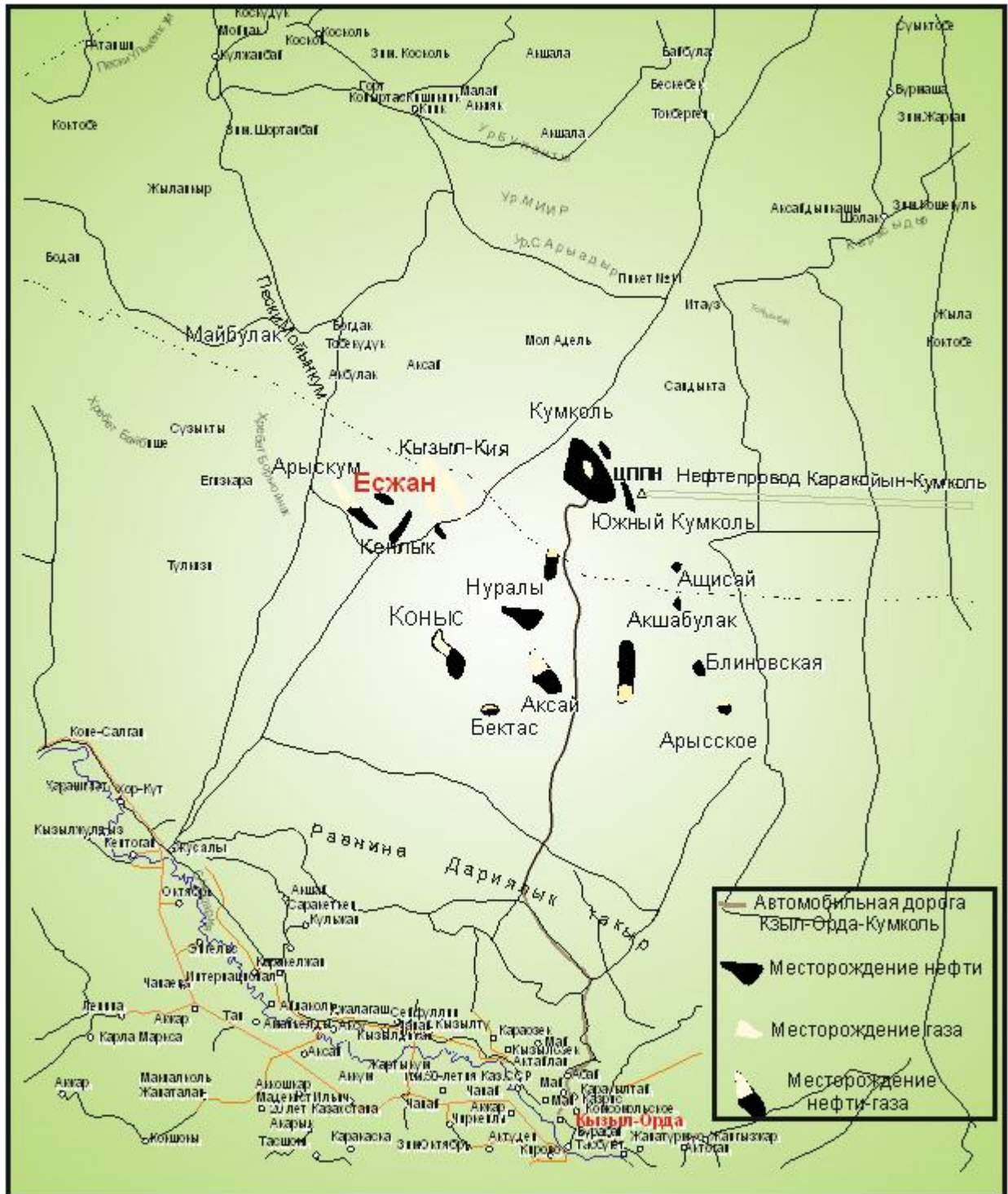


Рисунок 1.1 – Обзорная карта

## 2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1 Характеристика геологического строения

В настоящем отчете литолого-стратиграфическая характеристика разреза месторождения Есжан изучена по данным бурения скважин №№ 1, 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18.

Результаты бурения показали, что вскрытая скважинами толща представлена палеозойскими и мезозойскими отложениями. Самая глубокая скважина на площади №16 пробурена до каротажной отметки 2426 м.

Скважины расположены в различных тектонических зонах: скв. №№ 1, 8, 16- на юго-западной периферии Аксайской грабен-антиклинали, а остальные – на северо-восточном борту Арыскупской грабен-синклинали. Соответственно, скважины вскрыли различные по толщине породы юры и нижнего мела. Для скважин №№ 1, 8, 16 характерен сокращенный разрез мезозойских отложений в результате размыва нижних слоев среднеюрской толщи.

Стратиграфические границы юрского и мелового комплексов приурочены к достаточно чётким каротажным реперам, хорошо сопоставляющимися с соседними месторождениями (Кенлык, Карабулак, Кумколь).

Сведения о толщинах отдельных стратиграфических подразделений приведены в таблице стратиграфических отбивок (таблица 2.1), а обобщённая характеристика разреза месторождения представлена сводным средне-нормальным разрезом (граф. прил.1).

#### **Палеозойская группа (Pz)**

Слагающие фундамент породы палеозоя представлены верхнедевон-турнейскими карбонатными отложениями. Из всех скважин, лишь скв. № 1 остановлена в среднеюрских отложениях, остальные- в доюрских, вскрытая толщина палеозойских отложений находится в пределах 53 м (скв. №4) – 684 м (скв. №16).

Породы представлены известняками серыми с бурым оттенком, микрозернистыми (участками перекристаллизованными), крепкими, трещиноватыми. Трещины заполнены кальцитом и ожелезненным глинистым материалом. Текстура - массивная, доломитовая с включениями кремнистого вещества светло-серого цвета в виде гнезд, линз, неравномерно распределенных по породе и местами образующих большие скопления. Отмечены песчаники темно-коричневые с фиолетовым оттенком, трещиноватые и песчаников серые, кварцевые, очень крепкие, трещиноватые. Трещины разноориентированы, раскрытость их - до 3-5 мм, выполненные кварцем.

#### **Мезозойская группа (Mz)**

Отложения мезозоя со стратиграфическим несогласием перекрывают образования палеозойского возраста. Породы представлены верхним и средним отделами юрской системы, нижний отдел размыт полностью. Наблюдается увеличение толщины юрских отложений по мере погружения горизонтов в прогиб и наращивания толщин пород.

### **Юрская система (J)**

#### **Средний отдел – (J<sub>2</sub>)**

Отложения среднего отдела юры вскрыты всеми скважинами и подразделяется на карагансайскую и дощанскую свиты.

*Дощанская свита – (J<sub>2d</sub>)*. Породы этой свиты не вскрыты только скважиной № 12. В остальных - они представлены аргиллитами темно-серыми, черными, песчаниками темно-серыми мелкозернистыми.

Песчаники дощанской свиты нефтегазоносны на многих площадях Южно-Торгайского прогиба. На месторождении Есжан также выявлены продуктивные пласты. Толщина свиты изменяется от 24 м в скважине 16 до 318 м в скважине 15. В северо-восточной части структуры свита выклинивается на выступ фундамента Аксайской грабен-антиклинали.

*Карагансайская свита – (J<sub>2kr</sub>)*, преимущественно, представлена глинистыми образованиями: темно-серыми аргиллитами и алевролитами. Нижняя часть разреза состоит из серых среднезернистых песчаников в подчиненном количестве.

Породы плотные, крепкие, согласно залегают на дощанской свите. В пределах Арыкумского прогиба состав и толщина её выдержаны, на Аксайской грабен-антиклинали её верхняя часть отсутствует в связи с размывом. Так, в скв. №8 толщина пород этой свиты составляет 1,0 м, в остальных скважинах, пробуренных на борту Арыкумской грабен-синклинали, толщина отложений карагансайской свиты находится в пределах 43 м (скв. №9) – 162 м (скв. №4).

#### **Верхний отдел - (J<sub>3</sub>)**

Верхнеюрские отложения вскрыты всеми скважинами и представлены кумкольской и акшабулакской свитами.

*Кумкольская свита – (J<sub>3kt</sub>)* с размывом залегает на аргиллитовой толще карагансайской свиты. Отложения этой свиты установлены во всех скважинах. Разрез её сложен пачками переслаивания различной толщины сероцветных, зеленовато-серых разнозернистых песчаников, песков, алевролитов, глин и аргиллитов, с пропластками гравелитов, реже мелкогалечных конгломератов толщиной до первых метров.

В скважинах №№ 1, 8, 16 разрез – сокращенный, толщина свиты составляет 82, 129, 130 м, соответственно. В остальных скважинах- находится в пределах 152 (скв. №14) – 397 м (скв. №4).

**Акшабулакская свита – (Жак)** согласно залегает на кумкольской, имея четкий контакт с ней за счет смены, преимущественно, песчаных пород глинистыми. В нижней части свита представлена зеленовато-серыми глинами, содержащими невыдержанные по площади слои и линзы слабоцементированного песчаника. Верхняя часть свиты сложена пестроцветными (коричневыми, фиолетовыми, серыми) глинами и глинистыми алевролитами. Толщина свиты изменяется от 52 м в скв. №8 до 95 м. в скв. №4.

### **Меловая система (К)**

Отложения мела расчленяются на даульскую свиту (неоком - апт), карачетаускую свиту (верхний апт - нижнесредний альб), кызылкиинскую свиту (верхний альб-сеноман) и нерасчлененные отложения верхнего турон-сенона.

**Даульская свита  $K_{1nc1dl}$**  по литологическому составу делится на нижнедаульскую и верхнедаульскую подсвиты. Свита залегает с региональным размывом на породах акшабулакской свиты.

**Нижнедаульская подсвита  $K_{1nc1dl1}$**  в свою очередь состоит из нижнего (арыкумского) и верхнего горизонта.

**Арыкумский горизонт ( $K_{1nc1ar}$ )** представляет собой регионально распространенную в Арыкумском прогибе базальную толщу неокома.

Отложения горизонта представлены аргиллитами зеленовато-коричневых оттенков, известковистыми, слюдистыми, слоистыми, алевролитистыми, с мелкими частицами пирита; алевролитами песчанистыми, крупнозернистыми, кварцево-полевошпатовыми, слюдистыми; песчаниками серыми, слюдистыми, кварцево-полевошпатовыми, с включениями полуокатанных зерен кварца; встречены единичные прослои известняков, гравелитов.

Толщина арыкумского горизонта изменяется от 21 м в скв. №4 до 103 м в скв. №12.

**Верхний горизонт нижнедаульской подсвиты  $K_{1nc12}$**  представлен глинами красноцветными. Толщина его изменяется от 124 м в скважине № 4 до 164 м в скважине №13.

**Верхнедаульская подсвита  $K_{1nc2+a}$**  в нижней части разреза представлена песчаниками серыми и бурыми, с прослоями глин коричневых, в средней части - глинами коричневыми с невыдержанными прослоями песчаника. Верхняя часть разреза, относимая к аптскому ярусу, выражена переслаиванием глин, алевролитов и плотных песчаников.

Толщина подсвиты изменяется от 271 м в скв. №13 до 282 м в скважинах №№ 11, 15, 16.

**Карачетауская свита  $K_{1a}+a_{1-2}$  (апт-альбские отложения)** залегает с размывом на даульской свите и представлена в нижней части толщей песков серых и песчаников слабосцементированных с гравелитами, а в верхней части – глинами темно-серыми и алевrolитами.

На значительной площади, где пробурены скважины №№ 4, 11, 12, 13, 14, 15, 16 эти отложения отсутствуют.

Толщина свиты меняется от 336 м в скважине №1 до 347 м в скважине №2.

**Кызылкиинская свита  $K_{1a}I_3+K_{2s}$** , объединяющая отложения альб-сеномана, залегает согласно на карачетауской свите и сложена алевrolитами пестроцветными глинистыми и глинами с прослоями песков и песчаников в средней части. Как и нижележащая свита, в районе скважин №№ 11-16 эти отложения не выявлены. Толщина свиты в других скважинах изменяется от 124 м. в скважине № 8, до 131 м. в скважинах № 2, 5 и 10.

**Нерасчлененная толща турон-сенона  $K_{2t}+sn$** , с размывом залегает на кызылкиинской свите, представлена переслаиванием песков и глин пестроцветных, которые сменяются вверх по разрезу на толщу глин серых и песков белых с прослоями известняков в верхней части разреза.

Толщина ее выдержана по площади и изменяется от 464 м в скв. № 1 до 488 м. в скважине № 10.

### **Кайнозойская группа (Kz)**

**Палеоген-четвертичные отложения (P-Q)** несогласно залегают на породах верхнего мела, представлены глинами зеленовато-серыми с прослоями песчаников карбонатных, песками, суглинками и супесями. Общая толщина палеоген-четвертичных отложений, в зависимости от современного рельефа местности, изменяется от 47 м в скв. № 8 до 77 м в скв. № 5.

### **Тектоника**

В тектоническом отношении структура Есжан расположена на северо-восточном борту Арыкумской грабен-синклинали, которая является одним из тектонических элементов Арыкумского прогиба Южно-Тургайской впадины (рис. 2.1.1).

Кроме указанной грабен-синклинали, в пределах впадины выделяются Акшабулакская, Сарыланская, Бозингенская и Даутская грабен-синклинали, отделяющиеся друг от друга Аксайской, Ащисайской и Табакбулакской горст-антиклиналями, которые в

свою очередь осложнены различного типа структурами, разбитыми разломами субмеридиональной и субширотной ориентировок.

Палеозойские и юрско-нижнемеловые отложения ступенчато погружаются от Аксайской горст-антиклинали в Арыкумский прогиб. В пределах отдельных ступеней в юрской толще выделяются непротяженные валообразные структуры, ограниченные сбросами, с которыми связаны залежи нефти и газа. К такому типу месторождений относится Есжан.

Представление о строении структуры Есжан основаны на материалах интерпретации сейсморазведочных работ ЗД, по результатам которых в толще прослежены следующие отражающие горизонты (ОГ), приуроченные к кровлям: палеозойских отложений (ОГ-PZ); дощанской (ОГ-J<sub>2d</sub>), карагансайской (ОГ-J<sub>2k</sub>), кумкольской (ОГ-J<sub>2km</sub>), акшабулакской – (ОГ-J<sub>3ak</sub>) свит, арыкумского горизонта (ОГ- K<sub>1пс1ар</sub>).

В пределах исследуемой территории по поверхности фундамента (ОГ-PZ) в плане выделяется склон Аксайской горст-антиклинали, осложненный тектоническими нарушениями и часть Арыкумского прогиба северо-западного простирания. Породы палеозоя погружаются в прогиб. Обширная ступень, в свою очередь, поперечными сбросами разбита на отдельные блоки.

Месторождение Есжан в плане соответствует крупному блоку треугольной формы. Глубина залегания палеозойских отложений здесь – от 1720 до 2300 м.

В восточной части исследуемой территории по ОГ-J<sub>2d</sub> выделяется зона потери корреляции отражающего горизонта, связанная с отсутствием отложений дощанской свиты, что подтверждают данные бурения скважины №16. На остальной территории эти отложения прослежены сейсморазведкой. Согласно структурным построениям, горизонт в пределах ступени погружается от 1700 до 2200 м, скрыт всеми пробуренными скважинами. Отложения дощанской свиты разломами разбиты на блоки. В плане выделяются разломы, простирающиеся от северо-запада к юго-востоку, а также оперяющие короткие сбросы (рис. 2.1.2).

В результате обобщения данных по ЗД сейсмике и разведочных скважин, юго-восточнее скважины № 12 выделяется Юго-восточное поле, где была пробурена разведочная скважина №А50. Юго-восточное поле выделяется аналогично месторождению Есжан, по корреляции скважин выделяются пласты-коллекторы в дощанской свите.

По ОГ-J<sub>2k</sub> горизонт также погружается в Арыкумский прогиб, выделяется ступень, ограниченная протяженными тектоническими нарушениями северо-западного простирания, но некоторые более мелкие сбросы затухают в нижних горизонтах, поэтому,



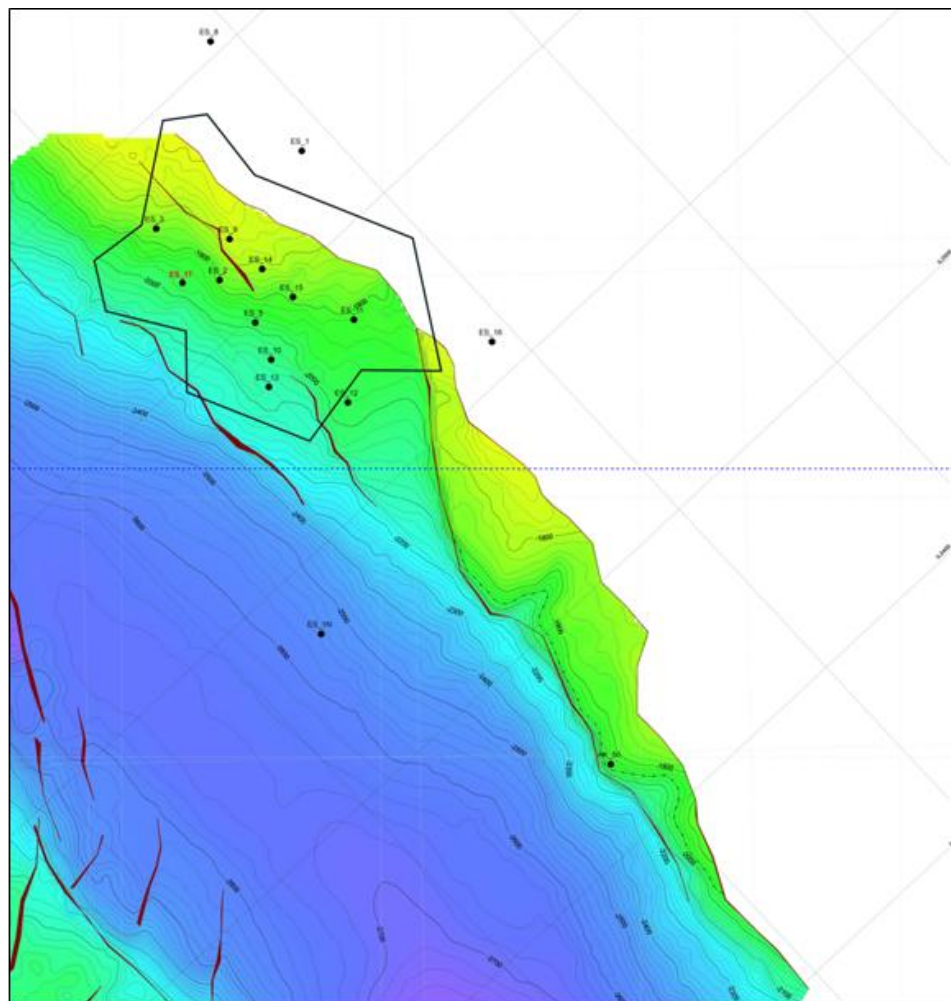


Рисунок 2.1.2 – Структурная карта по кровле ОГ-J2ds

Согласно подсчету запасов, были выделены два продуктивных горизонта Ю-IV-А и Ю-IV-Б. По керну отложения продуктивного горизонта **Ю-IV-А** представлены переслаиванием песчаников (0,7-1,4 м), алевролитов (1,5-4,9 м) и аргиллитов (0,3-0,8 м). Песчаники серые, алевролитистые, слюдистые, мелкозернистые среднесортированные, среднесцементированные, слоистые, преимущественно полевошпат-кварцевого состава, цемент глинисто-карбонатный. Наблюдаются прослойки черно-тёмно-коричневого битуминозного материала и обугленного растительного детрита. Алевролиты темно-серые, массивные, слюдистые, песчаные, среднесцементированные, слоями переходящие в мелкозернистый песчаник, цемент глинистый. Аргиллиты серые, слюдистые, алевролитистые, массивные, с примесью органогенного растительного детрита, с гнездами, линзами и редкими прослойками (размером до 5-6 см) песчаника средне-мелкозернистого, среднесортированного, среднесцементированного.

По керну отложения продуктивного горизонта **Ю-IV-Б**, вскрытые скважиной № 9, 13 представлены конгломератами с двумя прослоями аргиллитов толщиной 0,3 и 0,8 м.

Конгломераты серые, местами коричневато-серые, мелкогалечные, песчанистые. В составе гальки присутствуют обломки кварцево-кремнистых пород, алевропесчаников, аргиллитов, кварцитов, реже карбонатов. Цементом является средне-мелкозернистый алевролитистый песчаник. Участками среди конгломератов отмечаются прослойки серого средне-мелкозернистого песчаника, преимущественно, полевошпат-кварцевого состава, с кремнисто-глинистым цементом.

### ***Нефтегазоносность***

Месторождение Есжан расположен в пределах Арыскупского нефтегазоносного района Южно-Тургайской нефтегазоносной области, где разрабатываются месторождения нефти и газа Арыскуп, Кумколь, Кенлык и др.

Залежи нефти на Кумколе связаны с отложениями средней-верхней юры и нижнего неокома, на Арыскуме газонасыщенные отложения верхней юры и нефтегазонасыщены отложения нижнего неокома.

По нефтегеологическому районированию структура находится в одной зоне с газонефтяным месторождением Арыскуп. Эта зона приурочена к структурным ловушкам, примыкающим к Каратаускому разлому и представляющим инверсионные антиклинальные складки, нарушенные разломом в присводовой части.

На месторождении Есжан по данным разведочного, эксплуатационного бурения, детальной попластовой корреляции разрезов скважин по материалам ГИС в дощанской свите установлены три продуктивных горизонта Ю-IV-А, Ю-IV-Б и Ю-IV-С.

После «Подсчета запасов-2016 г.», были пробурены скважины №17, 18 и проведены испытания в открытом стволе в скважине №А50, а также выполнены работы по переинтерпретации сейсмических данных 3Д. Согласно переинтерпретации сейсмических данных 3Д от 2022 года, были выделены возможные каналы (временный поток или конус выноса) по атрибутивному анализу LaRho. Также результатам работ по переинтерпретации было обобщение 3Д сейсмических данных и разведочных скважин.

Юго-восточнее скважины №12 выделяется Юго-восточное поле, где была пробурена разведочная скважина №А50. Юго-восточное поле выделяется как продолжение месторождения Есжан, по корреляции скважин выделяются пласты-коллекторы в дощанской свите.

Но надо отметить, что существенные изменения относительно выделения коллекторов коснулись только горизонтов Ю-IV-А, Ю-IV-Б и в результате переинтерпретации данных ГИС выделен новый горизонт Ю-IV-С.

Скважина №17, пробуренная в пределах залежи горизонта Ю-IV-А, вскрыла водонасыщенные коллектора, где кровля воды на отметке минус -1805,2 м. По горизонту Ю-IV-Б скважина вскрывает нефтенасыщенные коллектора суммарной мощностью 8,7 м, кровля коллектора на абсолютной отметке -1917,4, подошва нефтенасыщенных коллекторов на абсолютной отметке - 1929,2 м.

Скважина №18, после бурения и испытания горизонтов получены притоки воды. Выполненные результаты ГТМ и интенсификации притока не дали положительного результата, а также в результате переинтерпретации открытого ствола ГИС выделены водонасыщенные интервалы.

В скважине №А50 по результатам переинтерпретации данных ГИС выделены пласты коллектора в горизонтах Ю-IV-А, Ю-IV-Б, которые были рекомендованы на испытание в открытом стволе. В трех интервалах были проведены испытания в открытом стволе (ИПТ), где из I-объекта в интервале 2042-2050 м. был получен газ с незначительным количеством конденсата.

Строение продуктивных горизонтов в плане показано на структурных картах, построенных по кровле и подошве коллекторов (граф.прил.15-17) и на геологических профилях (граф.прил.10-12).

## **2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности**

Следует отметить, что в Пересчете запасов-2025 г. была проведена переинтерпретация материалов промыслово-геофизических исследований по существующим скважинам в связи с новыми данными. Основные изменения в методике интерпретации данных ГИС, в первую очередь, связаны с определением коэффициента нефтегазонасыщенности, в ряде случаев изменения коснулись коэффициента пористости, а также методики выделения коллекторов и определения эффективных толщин. В результате переинтерпретации данных ГИС выделен горизонт Ю-IV-С.

Границами залежей служат положения контактов газ-вода, нефть-вода, линии литолого-фациального замещения коллекторов и тектонические нарушения, выявленные по результатам сейсмических исследований и данным бурения.

**Горизонт Ю-IV-А.** К пласту приурочены нефтяные залежи, получившие развития на блоках I, IV.

По условиям залегания пласта залежи относятся к пластовым, сводовым, тектонически и литологически экранированным.

Толщина горизонта изменяется от 36 м (скв. №13) до 53 м (скв. №9),

нефтенасыщенная толщина от 2 м (скв. №15) до 7,3 м (скв. №10). Количество эффективных пропластков в горизонте от 1 до 6.

Продуктивный горизонт Ю-IV-А охарактеризован 14 представительными образцами из скважин № 9, №15 с проницаемостью  $27,9 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>,  $25,5 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> пористостью 0,181-0,17.

Блок I. По данным ГИС нефтенасыщенные коллектора выделены в скважине №10, водонасыщенный коллектор в скважине №13.

Нефтеносность установлена в скважине №10, где при опробовании в скважины получен приток нефти дебитом 136 м<sup>3</sup>/сут, в скважине №13 из интервала 2011-2014 м получен приток воды с пленкой нефти.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 1881 м, максимальная минус 1896,1 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине № 10. Высота залежи 9,1 м. Площадь 530 тыс.м<sup>2</sup>.

На блоке IV нефтенасыщенные коллектора по данным ГИС выделены в скважине №15, водонасыщенные – в скважине №11.

Притоки нефти получены при опробовании скважины №15, где при опробовании совместных интервалов 1858,6-1859,6 м, 1874-1882 м получен приток нефти дебитом 0,3 м<sup>3</sup>/сут. Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 1753,8 м, максимальная минус 1755 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине №15. Высота залежи 2 м. Площадь 1220 тыс. м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-IV-Б.** К пласту приурочены нефтяные залежи, получившие развития на блоках I, II и III.

По условиям залегания пласта залежи относятся к пластовым, сводовым, тектонически и литологически экранированным.

Толщина горизонта изменяется от 82 м (скв. №8) до 105 м (скв. №9), нефтенасыщенная толщина от 2,9 м (скв. №10) до 23,4 м (скв. № 9). Количество эффективных пропластков в горизонте от 1 до 10.

Горизонт Ю-IV-Б охарактеризован 1 представительным образцом из скважины №9 с проницаемостью  $8,9 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и пористостью 0,147 д.ед.

Блок I. По данным ГИС нефтенасыщенные коллектора выделены в скважине №10, водонасыщенный коллектор в скважине №13.

Нефтеносность установлена в скважине №10, где при опробовании получен приток нефти дебитом 30 м<sup>3</sup>/сут, в скважине №13 из интервала 2124-2129 м, получен приток воды.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 1953,5 м, максимальная

минус 1962,7 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине №10. Высота залежи 25 м. Площадь 438 тыс. м<sup>2</sup>.

На блоке II нефте-водонасыщенные коллектора по данным ГИС выделены в скважинах №2 и №17, в скважине №3 коллектора литолого-фациально замещены.

При опробовании скважины №2 получен приток нефти дебитом 27 м<sup>3</sup>/сут.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 1882,5 м, максимальная минус 1903,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора. Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус -1922,5 м в скважине №17, максимальная минус -1925 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине №2. Высота залежи до 19 м. Площадь 659 тыс. м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-IV-С.** Горизонт Ю-IV-С является новым в «Пересчете запасов-2025 г.» запасы подсчитаны по категории С<sub>2</sub>. Распространение по площади имеет только во II блоке, и выделяется в скважинах №2 и №17.

Нефтенасыщенная толщина в скважине №2 и №17 составляет 3,0 м. Количество эффективных пропластков в горизонте -3. По условиям залегания пласта залежи относятся к пластовым, сводовым, тектонически и литологически экранированным

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 1941,0 м, максимальная минус 1985,9 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине №17. Высота залежи 7,9 м. Площадь 837 тыс.м<sup>2</sup>.

### **Юго-восточное поле**

**Горизонт Ю-IV-Б.** По условиям залегания пласта залежи относятся к пластовым, сводовым, тектонически и литологически экранированным.

Нефтенасыщенная толщина в скважине №А50 составляет 3,0 м. Количество эффективных пропластков в горизонте -3.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 1880,2 м, максимальная минус 1887,5 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине №А50. Высота залежи 7,6 м. Коллектора продуктивных горизонтов литологически представлены песками, песчаниками, алевролитами, переслаивающимися с тонкими пачками глин.

Распределение нефтенасыщенных толщин по площади залежей показано на картах толщин (граф. прил. № 4). Распределение пластов-коллекторов по разрезу продуктивных горизонтов приведено на литологических профилях (граф. прил. № 2). Данные о толщинах продуктивных горизонтов и их неоднородности, коэффициентах пористости, нефтенасыщенности по скважинам, горизонтам по данным керна и ГИС представлены в таблицах (2.2.1, 2.2.2, 2.2.3).

Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин пластов

Толщина	Наименование	Продуктивные горизонты								
		Ю-IV-А			Ю-IV-Б			Ю-IV-С		
Общая	Средняя, м	42,4			95,8			58,1		
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,119			0,103			0,112		
	Интервал изменения, м	31,3	-	53,0	82,0	-	107,6	45,4	-	107,4
Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,7			11			3,9		
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,459			0,710			0,443		
	Интервал изменения, м	2,0	-	7,3	2,9	-	23,4	2,2	-	5,7
Водонасыщенная	Средняя, м	8			6,9			7,7		
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,665			0,603			0,13		
	Интервал изменения, м	2,0	-	19,9	2,3	-	14,3	6,3	-	8,8
Эффективная	Средняя, м	7,3			11,2			6,2		
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,709			0,560			0,37		
	Интервал изменения, м	2,0	-	19,9	5,2	-	23,4	2,2	-	8,8

**Горизонт Ю-IV-А.** Толщина общая изменяется от 35 до 53 м, в среднем 42,4 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина 3,7 м. Коэффициент песчаности изменяется от 0,03 до 0,538 д.ед., в среднем 0,165 д.ед., коэффициентом расчлененности в среднем 3.

ФЕС коллекторов изучены по керну, отобранного из 2-х скважин, где пористость в среднем 0,02 д.ед., проницаемость 0,027 мкм<sup>2</sup>.

По данным ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,180 до 0,220 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности от 0,690 до 0,770 д.ед. Среднее значение коэффициента пористости составляет 0,200 д.ед., нефтенасыщенности 0,714 д.ед.

При гидродинамических исследованиях проницаемость не замерялась.

**Горизонт Ю-IV-Б.** Толщина общая изменяется от 82 до 107,6 м, в среднем 95,8 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина 11,0 м. Коэффициент песчаности изменяется от 0,06 до 0,223 д.ед., в среднем 0,131 д.ед., коэффициентом расчлененности в среднем 5.

ФЕС коллекторы изучены по керну, отобранных из скважины №9, где пористость изменяется равна 0,001 д.ед., проницаемость 0,09 мкм<sup>2</sup>.

По данным ГИС коэффициенты: пористости от 0,150 до 0,200 д.ед., нефтенасыщенности от 0,580 до 0,840 д.ед. Среднее значение коэффициента пористости составляет 0,176 д.ед., нефтенасыщенности 0,734 д.ед.

При гидродинамических исследованиях проницаемость не замерялась.

**Горизонт Ю-IV-С.** Толщина общая изменяется от 45,4 до 107,4 м, в среднем 58,1 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина 6,2 м. Коэффициент песчаности изменяется от 0,04 до 0,05 д.ед., в среднем 0,045 д.ед., коэффициентом расчлененности в среднем 5.

По данным ГИС коэффициенты: пористости от 0,10 до 0,18 д.ед., Среднее значение коэффициента пористости составляет 0,14 д.ед., нефтенасыщенности 0,50 д.ед.

Таблица 2.2.2 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности по горизонтам

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Пористость, д.ед.	Нефтенасыщенность, д.ед.
<b>Горизонт Ю-IV-А</b>				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт	2	2	-
	Количество определений, шт	8	13	-
	Среднее значение	0,027	0,002	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,05	0,003	-
	Интервал изменения	0,014   -   0,037	0,002   -   0,002	-
Геофизические исследования	Количество скважин, шт	-	2	2
	Количество определений, шт	-	7	7
	Среднее значение	-	0,200	0,714
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,030	0,035
	Интервал изменения	-	0,180   -   0,220	0,690   -   0,770
<b>Горизонт Ю-IV-Б</b>				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт	1	1	-
	Количество определений, шт	1	1	-
	Среднее значение	0,009	0,001	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,00	0,000	-
	Интервал изменения	0,009   -   0,009	0,001   -   0,001	-
Геофизические исследования	Количество скважин, шт	-	4	4
	Количество определений, шт	-	14	14
	Среднее значение	-	0,176	0,734
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,03	0,094
	Интервал изменения	-	0,150   -   0,200	0,580   -   0,840
<b>Горизонт Ю-IV-С</b>				
Геофизические исследования	Количество скважин, шт	-	2	2
	Количество определений, шт	-	2	2
	Среднее значение	-	0,14	0,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,22	1
	Интервал изменения	-	0,1   -   0,18	0,5

Таблица 2.2.3 – Статистические показатели характеристик неоднородности пласта (горизонта)

Горизонт, пласт	Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчаности, доли ед.			Коэффициент расчлененности		
		среднее значение	коэффициент вариации	интервал изменения	сред. значение	коэффициент вариации	интервал изменения
Ю-IV-А	12	0,165	0,813	0,03   -   0,538	3	1,344	1   -   6
Ю-IV-Б	7	0,131	0,531	0,06   -   0,223	5	0,660	1   -   10
Ю-IV-С	2	0,05	0,450	0,04   -   0,05	2	0,20	1   -   3

## 2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

### 2.3.1 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований по 3 пробам из 2-х скважин (скв. №2, инт. 1994-2004 м), (скв. №10, инт. 1987-2000 м).

В процессе лабораторных исследований нефти в поверхностных условиях были определены основные свойства: физические – плотность в стандартных условиях, молекулярная масса; температура вспышки и застывания, кинематическая вязкость при

20°С, групповой углеводородный состав; фракционный состав. Параметры определены согласно действующим ГОСТам.

Результаты лабораторных исследований по скважинам, горизонтам, приведены в таблице 2.3.1.

**Таблица 2.3.1 – Физико-химические свойства и фракционный состав нефти в поверхностных условиях**

Наименование	Количество исследованных		Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	
	скв.	проб		скв.	проб			
Горизонт	Ю-IV-А			Ю-IV-Б				
Плотность разгазированной нефти, г/см <sup>3</sup>	1	1	0,822	1	2	0,797 - 0,812	0,805	
Вязкость, мПа*с								
при 20°С	-	-	-	1	2	3,25 - 14,9	9,09	
при 50°С	1	1	3,721	1	2	2,02 - 8,27	5,15	
Температура застывания, °С								
массовое содержание	серы	1	1	0,21	1	2	0,2 - 0,2	0,2
	смол силикагелевых	1	1	6,2	1	2	1,8 - 5,2	3,5
	асфальтенов	1	1	0,18	1	2	0,16 - 0,16	0,16
	парафинов	1	1	7,4	1	2	1,5 - 3,6	2,6
объемный выход фракций, %	н.к °С	1	1	70	1	2	55 - 65	60
	до 200°С	1	1	20	1	2	32 - 34	33
	до 250°С	1	1	27	1	2	42 - 45	44
	до 300°С	1	1	39	1	2	56 - 64	60
	до 350°С	1	1	50	1	2	70 - 74	72

Исследованиями нефти охарактеризованы горизонты: Ю-IV-А - 1 пробой из скважины №10; Ю-IV-Б – 2 пробами из скважины №2, из них дополнительно изучена 1 проба из скважины №2.

Проба нефти, отобранная с продуктивного горизонта Ю-IV-А, скважины №10 по типу нефти относится к особо легкой нефти, с плотностью 0,822 г/см<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость при температуре 30 °С составляет 9,508 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 5,388 мм<sup>2</sup>/с.

По содержанию высокомолекулярных парафинов, поверхностная нефть горизонта Ю-IV-А высокопарафинистая (7,4 % масс.), по содержанию смол – малосмолистая 6,2 % масс.). Содержание асфальтенов в нефти составляет 0,18 %. Значительное количество высокомолекулярных парафиновых углеводородов обусловило высокую температуру застывания нефти, которая составляет плюс 21 °С. По содержанию общей серы нефть относится к классу малосернистых нефтей, т.к. содержание общей серы составляет 0,21 % массовых.

Температура начала кипения нефти плюс 70 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет: до температуры 300 °С - 39 % об., до температуры 350 °С - 50 % об. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С составляет 20 % об.

Нефть, отобранная со скважины №2 *горизонта Ю-IV-Б* легкая с соответствующей ей кинематической вязкостью, малосернистая, парафинистая.

Плотность нефти изменяется от 0,797 до 0,812 г/см<sup>3</sup> и характеризуется как легкая, кинематическая вязкость составляет при температуре 20 °С – 9,1 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 5,1 мм<sup>2</sup>/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти составляет – 2,6 %, асфальтенов – 0,16 %, смол – 3,5 %. Незначительное количество высокомолекулярных парафиновых углеводородов обусловило не высокую температуру застывания нефти, которая составляет плюс 5 °С. По содержанию общей серы нефть относится к классу малосернистых нефтей, т.к. содержание общей серы составляет 0,20 % массовых.

Температура начала кипения нефти составляет 60°С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет: до температуры 300 °С - 60 % об, до температуры 350 °С - 72 % об. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С составляет 33 % об.

### 2.3.2 Свойства нефти в пластовых условиях

Физические свойства нефти горизонта Ю-IV (пласты А и Б) в пластовых условиях изучены по 9 пробам из 2-х скважин (№№ 2, 10), из них дополнительно изучены состав и свойства нефти по 3 пробам из скважины № 2.

Пластовая нефть среднеюрского *горизонта Ю-IV-А* охарактеризована тремя глубинными пробами, отобранными из скважины № 10 (глубина отбора 1994 м).

Плотность нефти в среднем составляет 0,697 г/см<sup>3</sup>, вязкость 0,51 мПа\*с. Давление насыщения при пластовой температуре составляет 10,83 МПа, газосодержание – 180,26 м<sup>3</sup>/т. Объемный коэффициент в среднем – 1,340.

Пластовая нефть среднеюрского *горизонта Ю-IV-Б* охарактеризована шестью глубинными пробами, отобранными из скважины № 2 (глубина отбора 2000 м).

Плотность нефти изменяется от 0,563 до 0,607 г/см<sup>3</sup>, в среднем составляя 0,589 г/см<sup>3</sup>, вязкость 1,1 мПа\*с. Давление насыщения при пластовой температуре составляет 7,57 МПа, газосодержание – 80,86 м<sup>3</sup>/т. Объемный коэффициент в среднем – 1,105.

Газосодержание, объемный коэффициент дополнительно отобранных глубинных проб, разноречивы, имеют аномально высокие значения и признаны не кондиционными.

Результаты лабораторных исследований по скважинам, горизонтам, пластам и блокам приведены в таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.2 – Свойства пластовой нефти

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения			Сред. значение	Количество исследованных		Диапазон изменения			Сред. значение
	скв.	проб					скв.	проб				
<b>Горизонт</b>	<b>Ю-IV-А</b>						<b>Ю-IV-Б</b>					
Давление насыщения газом, МПа	1	3	10,55	-	11,1	10,83	1	6	5,7	-	9,4	7,6
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	1	3	170,5	-	188,3	180,26	1	3	72,69	-	86,04	80,9
Пластовая температура, °С	1	3	75	-	75	75	1	6	71	-	74	73
Пластовое давление, МПа	1	3	12,82	-	12,82	12,82	1	6	9,12	-	10,61	9,9
Плотность пластовая, г/см <sup>3</sup>	1	3	0,67	-	0,731	0,7	1	6	0,563	-	0,607	0,589
Плотность сепарированной нефти (при 20°С) г/см <sup>3</sup>	1	3	0,822	-	0,822	0,822	1	6	0,817	-	0,839	0,829
Вязкость, мПа*с	1	3	0,49	-	0,53	0,51	1	6	0,72	-	1,55	1,1
Объемный коэффициент	1	3	1,268	-	1,353	1,34	1	3	1,068	-	1,136	1,105
Усадка, %	1	3	21,14	-	28,6	25,3	1	6	6,37	-	37,93	21,32
Коэффициент растворимости газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> *МПа	1	3	13,29	-	13,94	13,67	1	6	10,163	-	13,4	11,35

### 2.3.3 Состав и свойства растворенного газа в нефти

Газ среднеюрского *горизонта Ю-IV-А* «жирный», содержание метана составляет 56,233 % мольн. этана – 14,746 % мольн, пропана – 13,284 % мольн. Содержание углеводородных компонентов составляет: углекислого газа достигает до 1,633 % мольн, и азота - 2,637 % мольн, сероводород отсутствует. Плотность газа составляет 1,155 г/л. (таблица 2.3.3)

Содержание пропан-бутановой фракции в нефтяном газе составляет 19,806 % мольн, что является ценным сырьем для получения сжиженного газа.

Газ среднеюрского *горизонта Ю-IV-Б* «жирный», содержание метана составляет 45,6 % мольн, этана – 16,7 % мольн, пропана – 11,4 % мольн.

Содержание углеводородных компонентов составляет: углекислого газа достигает до 1,70 % мольн, и азота – 3,84 % мольн, сероводород отсутствует. Плотность газа составляет 1,34 г/л.

Содержание пропан-бутановой фракции составляет более 20 % мольн, что является ценным сырьем для получения сжиженного газа.

Таблица 2.3.3 – Компонентный состав растворенного газа

Наименование	Количество исследованных		Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		скв.	проб		
<b>Горизонт</b>	<b>Ю-IV-А</b>		<b>Ю-IV-А</b>				
Метан	1	1	56,2	1	2	42,7 - 48,4	45,6
Этан	1	1	14,7	1	2	16,2 - 17,3	16,7
Пропан	1	1	13,28	1	2	11,1 - 11,7	11,4
Изо-бутан	1	1	2,9	1	2	5,9 - 6,8	6,3
Н-бутан	1	1	3,6	1	2	6,3 - 7,2	6,7
Изо-пентан	1	1	1,1	1	2	2,1 - 2,3	2,2
Н-пентан	1	1	1,2	1	2	2,7 - 2,7	2,7
Гексаны	1	1	0,4	1	2	0,5 - 0,6	0,6
Углекислый газ	1	1	1,6	1	2	1,6 - 1,8	1,7
Азот	1	1	2,6	1	2	3,6 - 4,1	3,84
Сероводород	1	1	отс	1	2	отс - отс	отс
Абс.плотность, г/см <sup>3</sup>	1	1	1,155	1	2	1,31 - 1,37	1,34

### 2.3.4 Физические свойства и химический состав пластовых вод

По месторождению Есжан физико-химические свойства пластовых вод изучены по одной пробе из скважины №2 (инт.1994-2004 м, горизонт Ю-IV-Б).

Проба воды была проанализирована в 2011 г. лабораторией ТОО «Каспиймунайгаз».

Вода горизонта характеризуется плотностью 1,073 г/см<sup>3</sup>, рН 6,75 общей минерализацией 108,95 г/дм<sup>3</sup>, жесткостью 460 мг-экв/л.

По классификации В.А.Сулина относятся к хлориднокальциевым.

### 2.4 Физико-гидродинамические характеристика

Компанией ТОО «Стратум-КЭР» был выполнен специальный анализ керна в образцах, отобранных из скважин №17.

Специальный анализ керна включал следующие виды исследований:

- Кривые капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны;
- Относительная фазовая проницаемость керна в системе нефть-вода методом заводнения;
- Капиллярного давление методом центрифугирования;
- Определение смачиваемости;
- Ртутная порометрия;
- Коэффициент вытеснения нефти водой.

Образцы отбирались на основе следующих критериев: визуальный контроль целостности образца и проверка основных петрофизических свойств пород. Отобранные цилиндрические образцы были разделены на четыре (4) группы образцов и одна (1) группа пластин для ртутной порометрии:

Зависимость капиллярного давления от насыщенности рассчитывалась измерением объема воды замещенного в образце керна при разных значениях капиллярного давления. Точные результаты зависимости капиллярного давления от насыщенности достигаемого данным методом обеспечивались следующими условиями:

- отсутствием взаимодействия между скелетом породы и насыщающими жидкостями,
- достижением капиллярного равновесия.

Измерение сопротивления 100 % водонасыщенных образцов ( $r_{вп}$ ) и каждого последующего шага после изменения насыщенности ( $r_{п}$ ) позволяет рассчитать параметр насыщения ( $R_n$ ) для процесса дренирования.

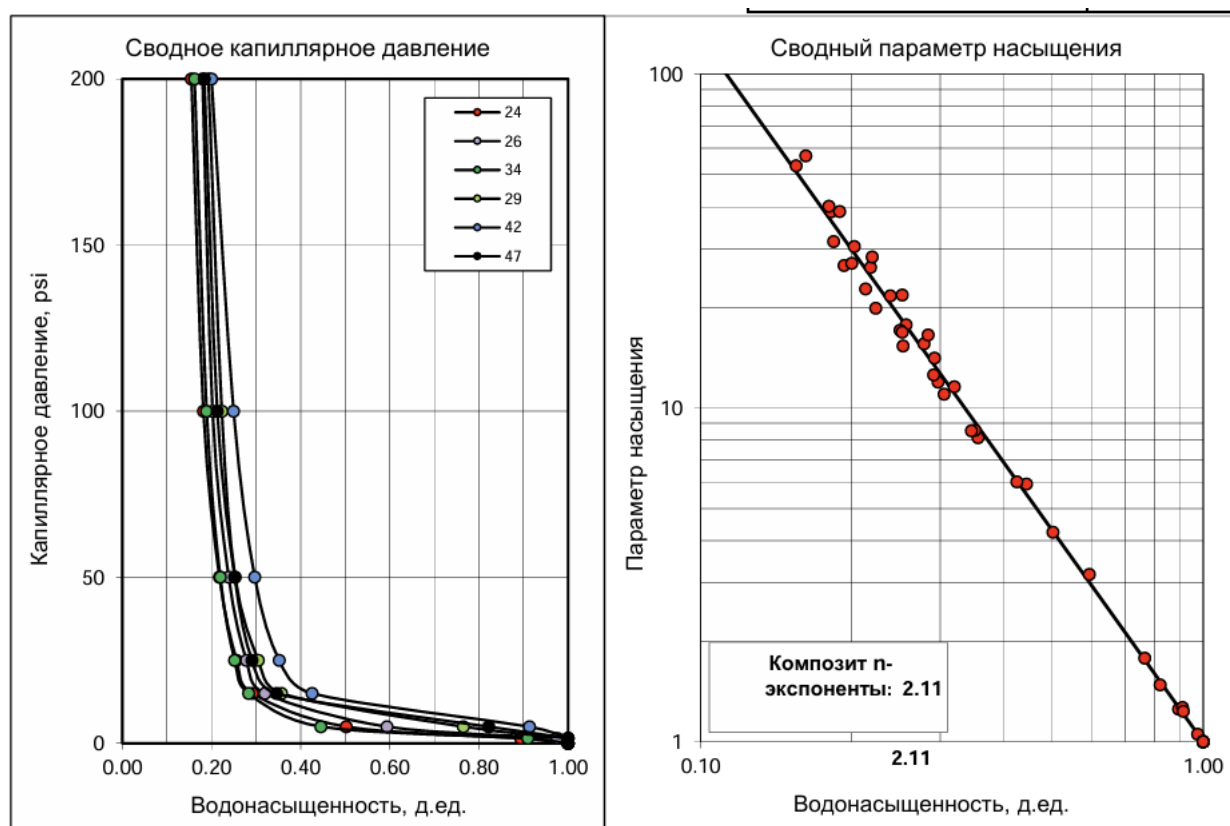


Рисунок 2.4.1 – Зависимость водонасыщенности от капиллярного давления, параметра насыщения

Образцы керна с начальным насыщением ( $S_{wi}$  или  $S_{or}$ ) насыщают пластовой водой или нефтью с заданной, постоянной скоростью или постоянным дифференциальным давлением. Жидкость, которая протекает через образец керна, вытесняющая жидкость (вода или нефть), будет вытеснять жидкость в керн, вытесняемая жидкость. Извлеченная вытесненная жидкость, дифференциальное давление образца керна и температура регистрируются как функция времени. Эти данные являются основой для расчета

относительной проницаемости. Вычисления выполняются в электронной таблице Excel с использованием известных методов решения.

Относительная проницаемость для нефти и воды может быть рассчитана либо аналитически с помощью стандартизированной электронной таблицы Excel, либо смоделирована с использованием программного обеспечения для моделирования потока Sendra. Аналитический расчет относительной проницаемости в электронной таблице Excel основан на методе JBN с коррекциями, адаптированными к условиям текущей экспериментальной установки. Входные данные извлекаются из файла регистрации, созданного программой регистрации, и записываются вручную, если используются такие опции оборудования (например, визуальный разделитель).

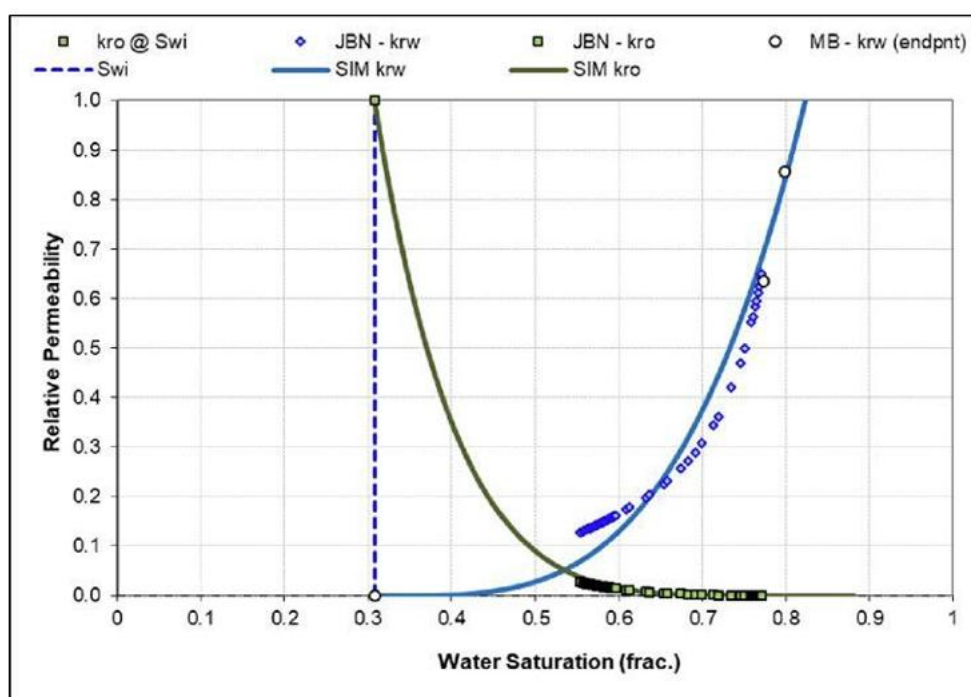


Рисунок 2.4.2 – Зависимость водонасыщенности от ОФП

Вытеснение нефти из образца было произведено при пропитке водой с постоянной заданной скоростью методом заводнения.

Испытание было произведено с одной постоянной частотой вращения центрифуги для поддержания стабильной скорости подачи воды в образец. Частота вращения ротора напрямую влияла на капиллярное давление и скорость подачи воды в образец. Основываясь на капиллярном давлении, полученном в результате первичного дренажа образца, была рассчитана необходимая скорость подачи воды в образец. Для проведения процесса пропитки было выбрано немного меньшее капиллярное давление, чем капиллярное давление, при котором была достигнута остаточная водонасыщенность. Это было сделано для того, чтобы не уменьшить изначальное значение остаточной водонасыщенности в

образце. Процесс пропитки нефтенасыщенного образца моделью пластовой воды был выполнен при температуре 30 °С и давления обжима. Тест произведен на выбранной скорости до полного обводнения пустотного пространства и прекращения поступления нефти в стаканчик, отслеживаемого специальным стробе с высокочастотной камерой, позволяющей читать и переводить объем поступающей нефти в пиксели и обратно с помощью программы «CENTAS». Определение коэффициента вытеснения нефти водой. Коэффициент вытеснения нефти водой, содержащих остаточную воду в количестве, соответствующем пластовым условиям, был рассчитан по формуле  $K_{\text{выт}} = V_{\text{н}} / V_{\text{н.нач}}$

$K_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения нефти водой,

$V_{\text{н.нач}}$  – объем нефти, первоначально содержащийся в образце, определяемый по разности объемов пустот и остаточной воды, приведенных к условиям испытания.

$V_{\text{н}}$  – объем нефти вытесненной в процессе пропитки образца пластовой водой.

**Таблица 2.4.1 – Результаты определения  $K_{\text{выт}}$**

Образец	Глубина, м	Пористость, %	Кпр, мД	Swi, %	Sor, %	Ed @ Sor, % ОИП	Ed @ PVI=1, % ОИП	Ed @ Sor, % PV
25	2030.84	24.68	955.380	18.37	25.39	68.90	55.47	56.24
28	2033.44	22.86	489.22	18.80	26.16	67.78	53.97	55.04
30	2033.87	22.16	152.33	19.74	33.90	57.75	50.22	46.35
36	2036.13	22.97	331.60	19.12	30.03	62.87	54.22	50.85
39	2036.77	20.02	34.74	20.92	38.26	51.62	47.92	40.82

## 2.5 Запасы нефти и газа

В 2016 г. был выполнен и утвержден в ГКЗ РК (протокол №1715-16-У от 21.10.2016 г.) «Подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти и газа месторождения Есжан Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию на 02.01.16 г.».

В 2025 г. по результатам бурения новых скважин, также переинтерпретации сейсмических данных 3Д, была построена геологическая и гидродинамическая модель месторождения и выполнен «Пересчет геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного газа месторождения Есжан по состоянию изученности на 02.01.2025 г.» (протокол ГКЗ РК №2783-25-У от 27.11.2025 г.). Запасы, принятые в ГКЗ РК на Государственный баланс полезных ископаемых РК составили:

### нефть:

$C_1$  – геологические 1583 тыс.т, извлекаемые 384 тыс.т;

$C_2$  – геологические 1152 тыс.т, извлекаемые 211 тыс.т.

### растворенный газ:

$C_1$  – геологические 153,3 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые 37,2 млн.м<sup>3</sup>;

C<sub>2</sub> – геологические 142,1 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые 25,9 млн.м<sup>3</sup>.

*в том числе в пределах Горного отвода:*

нефть:

C<sub>1</sub> – геологические 1583 тыс.т, извлекаемые 384 тыс.т;

C<sub>2</sub> – геологические 507 тыс.т, извлекаемые 93 тыс.т.

растворенный газ:

C<sub>1</sub> – геологические 153,3 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые 37,2 млн.м<sup>3</sup>;

C<sub>2</sub> – геологические 89,9 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые 16,4 млн.м<sup>3</sup>.

*в том числе за пределами Горного отвода:*

нефть:

C<sub>2</sub> – геологические 645 тыс.т, извлекаемые 118 тыс.т.

растворенный газ:

C<sub>2</sub> – геологические 52,2 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые 9,5 млн.м<sup>3</sup>.

В таблице 2.5.1 представлен подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Есжан по состоянию изученности на 02.01.2025 г.

Таблица 2.5.1 – Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Есжан по состоянию изученности на 02.01.2025 г.

Горизонт	Блок	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>	Ср. взв. эффект. нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м <sup>3</sup>	Коэффициенты, д.е.			Плотность нефти, т/м <sup>3</sup>	Геологические запасы нефти, тыс. т	Коэффициент извлечения нефти, д.е.	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	Геологические запасы раств. газа, млн. м <sup>3</sup>	Извлекаемые запасы раств. газа, млн. м <sup>3</sup>
							пористости	нефтенасыщенности	пересчетный							
Ю-IV-A	I	ЧН	C1	280	6.6	1858	0.21	0.73	0.746	0.822	175	0.243	43	180.3	31.6	7.8
		ВН	C1	250	3.4	840	0.21	0.73	0.746	0.822	79	0.243	19	180.3	14.2	3.4
		Всего по I	C1	530		2698					254		62		45.8	11.2
	IV	ЧН	C2	1071	3.8	4067	0.21	0.73	0.746	0.822	382	0.182	70	180.3	68.9	12.6
		ВН	C2	149	1.0	148	0.21	0.73	0.746	0.822	14	0.182	3	180.3	2.5	0.5
Всего по IV	C2	1220		4215					396		73		71.4	13.1		
<b>Всего по Ю-IV-A</b>			C1	<b>530</b>	<b>5.1</b>	<b>2698</b>					<b>254</b>		<b>62</b>		<b>45.8</b>	<b>11.2</b>
			C2	<b>1220</b>	<b>3.5</b>	<b>4215</b>					<b>396</b>		<b>73</b>		<b>71.4</b>	<b>13.1</b>
Ю-IV-B	I	ВН	C1	207	2.0	417	0.20	0.73	0.805	0.798	39	0.243	9	80.9	3.2	0.7
	II	ЧН	C1	1171	5.8	6776	0.21	0.74	0.805	0.798	676	0.243	164	80.9	54.7	13.3
		ВН	C1	207	2.9	607	0.21	0.74	0.805	0.798	61	0.243	15	80.9	4.9	1.2
	III	ЧН	C1	697	14.0	9731	0.15	0.59	0.805	0.798	553	0.243	134	80.9	44.7	10.8
<b>Всего по Ю-IV-B</b>			C1	<b>2282</b>	<b>7.7</b>	<b>17531</b>					<b>1329</b>		<b>322</b>		<b>107.5</b>	<b>26</b>
<b>Юго-Восточное крыло месторождения Есжан (внутри ГО)</b>																
Ю-IV-B	ЮВ	ЧН	C2	102	1.7	173	0.19	0.73	0.805	0.798	15	0.182	3.0	80.9	1.2	0.2
<b>Всего по Ю-IV-B</b>			C2	<b>102</b>	<b>1.7</b>	<b>173</b>					<b>15</b>		<b>3</b>		<b>1.2</b>	<b>0.2</b>
<b>Юго-Восточное крыло месторождения Есжан (за пределами ГО)</b>																
Ю-IV-B	ЮВ	ЧН	C2	2538	2.9	7265	0.19	0.73	0.805	0.798	645	0.182	118	80.9	52.2	9.5
<b>Всего по Ю-IV-B</b>			C2	<b>2538</b>	<b>2.9</b>	<b>7265</b>					<b>645</b>		<b>118</b>		<b>52.2</b>	<b>9.5</b>
Ю-IV-C	II	ЧН	C2	837	1.2	1015	0.20	0.72	0.805	0.798	96	0.182	17	180.3	17.3	3.1
<b>Всего по Ю-IV-C</b>			C2	<b>837</b>	<b>1.2</b>	<b>1015</b>					<b>96</b>		<b>17</b>		<b>17.3</b>	<b>3.1</b>
<b>Всего по горизонту Ю-IV-A</b>			C1	<b>530</b>		<b>2698</b>					<b>254</b>		<b>62</b>		<b>45.8</b>	<b>11.2</b>
			C2	<b>1220</b>		<b>4215</b>					<b>396</b>		<b>73</b>		<b>71.4</b>	<b>13.1</b>
<b>Всего по горизонту Ю-IV-B (внутри ГО)</b>			C1	<b>2282</b>		<b>17531</b>					<b>1329</b>		<b>322</b>		<b>107.5</b>	<b>26</b>
			C2	<b>102</b>		<b>173</b>					<b>15</b>		<b>3</b>		<b>1.2</b>	<b>0.2</b>
<b>Всего по горизонту Ю-IV-B (за пределами ГО)</b>			C2	<b>2538</b>		<b>7265</b>					<b>645</b>		<b>118</b>		<b>52.2</b>	<b>9.5</b>
<b>Всего по горизонту Ю-IV-C</b>			C2	<b>837</b>		<b>1015</b>					<b>96</b>		<b>17</b>		<b>17.3</b>	<b>3.1</b>
<b>Итого по месторождению Есжан (внутри ГО)</b>			C1	<b>2812</b>		<b>20229</b>					<b>1583</b>		<b>384</b>		<b>153.3</b>	<b>37.2</b>
			C2	<b>2159</b>		<b>5403</b>					<b>507</b>		<b>93</b>		<b>89.9</b>	<b>16.4</b>
			C1+C2	<b>4971</b>		<b>25632</b>					<b>2090</b>		<b>477</b>		<b>243.2</b>	<b>53.6</b>
<b>Итого по месторождению Есжан (за пределами ГО)</b>			C2	<b>2538</b>		<b>7265</b>					<b>645</b>		<b>118</b>		<b>52.2</b>	<b>9.5</b>
<b>Всего по месторождению Есжан</b>			C1	<b>2812</b>		<b>20229</b>					<b>1583</b>		<b>384</b>		<b>153.3</b>	<b>37.2</b>
			C2	<b>4697</b>		<b>12668</b>					<b>1152</b>		<b>211</b>		<b>142.1</b>	<b>25.9</b>
			C1+C2	<b>7509</b>		<b>32897</b>					<b>2735</b>		<b>595</b>		<b>295.4</b>	<b>63.1</b>

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

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

Для контроля за разработкой месторождения с целью оценки продуктивности скважин, фильтрационных параметров пластов, энергетического состояния залежей в ТС рекомендовалось выполнение комплекса ГДИ, включающего в себя исследования МУО, КВД, замеры забойных и пластовых давлений и температур. Для получения достоверной информации по ёмкостно-фильтрационным характеристикам рекомендовалось проводить исследования МУО не менее чем на 3 режимах прямым и обратным ходом с отработкой на каждом режиме двое суток.

За период разработки были проведены 3 ГДИС МУО в скважинах №2 (Ю-IV-Б) и №10 (Ю-IV-А и Ю-IV-Б), а также 1 КВД в скважине №2 по горизонту Ю-IV-Б. Каждое исследование проводилось на 3-х режимах выше  $R_{нас}$ . Коэффициент продуктивности составил 4,6-8,8 м<sup>3</sup>/сут/МПа для горизонта Ю-IV-Б и 17,2 м<sup>3</sup>/сут/МПа – для горизонта Ю-IV-А. Результаты ГДИС МУО приведены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 – Результаты гидродинамических исследований

№ скв.	Дата	Интервал исследования, м	Горизонт, пласт	Диаметр штуцера, мм	Р пл, МПа	Р заб, МПа	Депрессия, МПа	Qн, м <sup>3</sup> /сут	Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут*МПа
2	18-23.01.2010 г.	1994-2004	Ю-IV-Б	7	22	20	2	9	4,6
				9		17,8	4,2	19	
				11		16,1	5,9	27	
10	01-02.01.2013 г.	2058-2062	Ю-IV-Б	6	22	20,4	1,6	17	8,8
				8		18,5	3,5	30	
				10		17,5	4,5	39	
10	01-04.02.2013 г.	1987-2000	Ю-IV-А	6	21,9	19,8	2	34	17,2
				8		17	4,9	80	
				10		14,2	7,7	136	

В скважине №2 было проведено (18-23.01.2010 г.) ГДИС МУО на 3-х режимах (горизонт Ю-IV-Б, инт. 1994-2004 м). Дебит нефти изменялся от 9 м<sup>3</sup>/сут - Рзаб 20 МПа до 27 м<sup>3</sup>/сут Рзаб 16 МПа. Определенный коэффициент продуктивности составил 4,6 м<sup>3</sup>/сут\*МПа.

В скважине №10 провели 2 ГДИС МУО в (2013 г.). При опробовании Ю-IV-Б горизонта (инт. 2058-2062 м) дебит нефти изменялся от 17 м<sup>3</sup>/сут при Рзаб 20,4 МПа (на 6 мм штуцере) до 39 м<sup>3</sup>/сут при Рзаб 17,5 МПа (на 10 мм штуцере). Определенный коэффициент продуктивности составил 8,8 м<sup>3</sup>/сут\*МПа.

В интервале 1987-2000 м горизонта Ю-IV-А при проведении ГДИС МУО при забойном давлении 19,8-14,2 МПа, дебит нефти составил 34-136 м<sup>3</sup>/сут. Определенный коэффициент продуктивности – 17,2 м<sup>3</sup>/сут\*МПа.

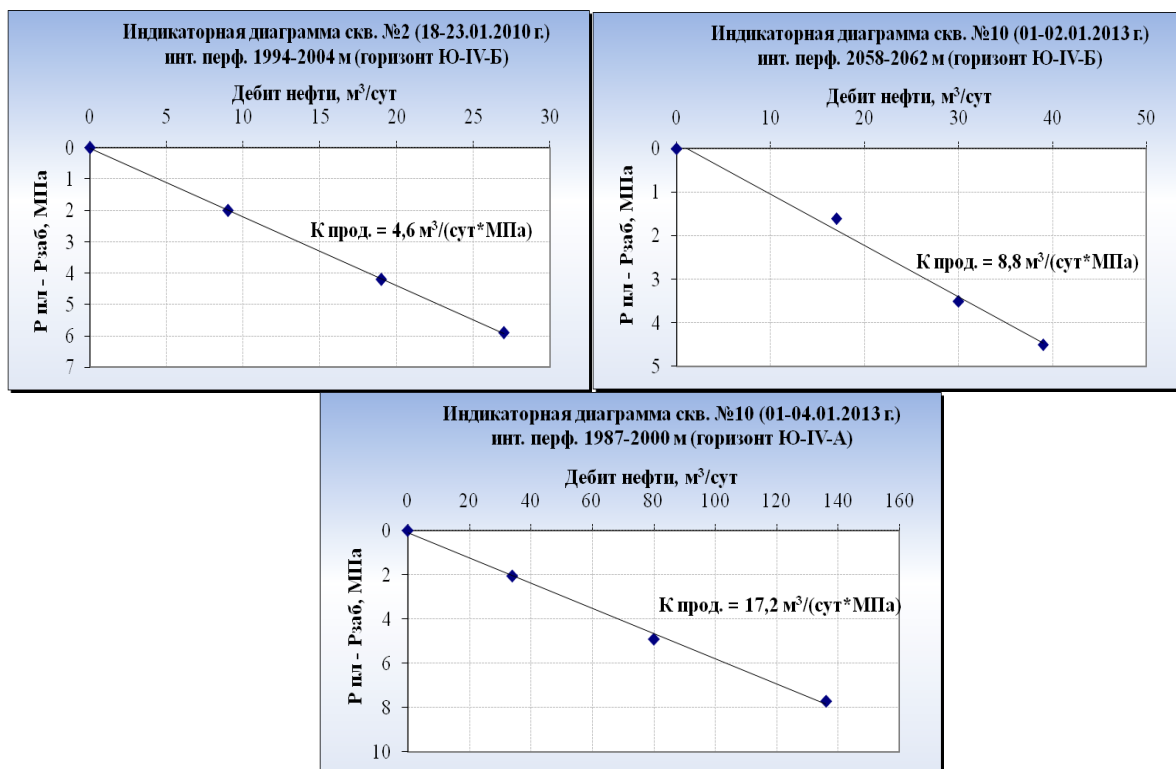


Рисунок 3.1.1 – Индикаторные диаграммы скважин № 2 и 10

Как видно из рисунка 3.1.1, индикаторные кривые имеют прямолинейный вид, что свидетельствует о фильтрации жидкости по линейному закону.

В 2022 г. (18-19.02.22 г.) в скважине №2 провели исследования методом нестационарной фильтрации – восстановления давления с целью определения фильтрационных характеристик пласта и оценки состояния призабойной зоны скважины. По результатам получены следующие параметры: проницаемость – 2,93 мД, пластовое давление – 16 МПа, забойное давление – 10,9 МПа, коэффициент продуктивности – 5,2 м<sup>3</sup>/сут/МПа, скин-фактор отрицательный -0,83 (табл.3.1.2).

Таблица 3.1.2 – Результаты обработки КВД в скважине №2

Параметры	Значения
Тип границы пласта	неограниченный
Модель течения в пласте	радиальный гомогенный пласт
Коэффициент продуктивности	0.52 (м <sup>3</sup> /сут)/бар
Забойное давление	109.41 бар
Дебит	13.0 м <sup>3</sup> /сут
Проницаемость	2.93 мД
Скин-фактор	-0.83
Пьезопроводность	1.29e <sup>-2</sup> м <sup>2</sup> /с
Гидропроводность	8.23e <sup>-5</sup> м <sup>3</sup> /МПа*с
Интерполированное пластовое давление	160.51 бар

### **Характеристика энергетического состояния**

Месторождение Есжан разрабатывается на режиме истощения пластовой энергии. Начальное пластовое давление I объекта разработки (горизонт Ю-IVБ и Ю-IVA) - 22 МПа, давление насыщения 7,6–10,8 МПа. Начальная пластовая температура – 73°C.

При проведении полевых исследований (исследовательской группой ТОО «Мунайгазгеолсервис» 2015 г.) в скважине №5 пластовое давление составило 20,4 МПа.

**Таблица 3.4.3 – Результаты замеров пластовых параметров в скважине № 5**

Дата	Интервал перфорации, м	Глубина замера, м	Ртр, МПа	Рзтр, МПа	Рпл, МПа	Тзб, °С
05.07.2015г.	2008-2012 2072-2080 2152-2160	2080	0,1	-	20,4	73,98

В 2022 г. по результатам исследований методом нестационарной фильтрации выполненного на скважине №2, пластовое давление составило 16 МПа, что ниже от начального на 6 МПа, при выработке запасов нефти всего 9 %.

Добывающие скважины месторождения Есжан с 01.01.2025 г. временно находится в консервации.

### **3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения**

Месторождение Есжан находится в промышленной разработке с 2018 г. согласно Технологической схемы - 2017 г. Выделен единственный I объект эксплуатации, содержащий нефтяные залежи средней юры – горизонт Ю-IVA и Ю-IVБ.

Учитывая текущее состояние разработки месторождения в 2022 г. был составлен «Анализ разработки...», уточнены технологические показатели разработки на 2023-2024 гг. (протокол ЦКРР РК № 32/6 от 6.10.2022 г.). Было рекомендовано выполнить Пересчет запасов УВ и составить новый проектный документ на разработку месторождения.

В 2025 г. с учетом переинтерпретации сейсморазведочных работ МОГТ 3Д (2020-2022 гг.), бурения новых скважин (№№ 17, 18, А50) была построена геологическая и гидродинамическая модель месторождения Есжан и выполнен и утвержден Пересчет запасов УВ (протокол ГКЗ РК № №2783-25-У от 27.11.2025 г.), на основе чего составлен настоящий Проект разработки.

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

На месторождении Есжан по состоянию на 01.01.2026 г. общий фонд пробуренных скважин составляет 19 ед., в т. ч. добывающий фонд - 3 ед. (№ 2, 10, 17) и все находятся в консервации с 2025 г. Добывающие скважины эксплуатировались фонтанным (№2) и механизированным (№10) способом (ШГН), средний дебит скважин по нефти – 2,6 т/сут,

по жидкости – 2,7 т/сут. В наблюдательном фонде числятся 10 скважин (№ 3, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18, А-50) и ликвидированы 6 скважин (№ 1, 4, 5, 6, 7, 8). В таблице 3.2.1 представлена характеристика фонда скважин.

**Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин на 01.01.2026 г.**

Характеристика	Кол-во	Номера скважин	Итого
<b>Всего пробурено</b>			<b>19</b>
Фонд добывающих скважин			
<b>Всего</b>	<b>3</b>	<b>2, 10, 17</b>	<b>3</b>
в том числе:			
действующие	0		
в консервации	3	2, 10, 17	3
ликвидированные	6	1, 4, 5, 6, 7, 8	6
Фонд специальных скважин			
<b>Всего</b>	<b>10</b>		<b>10</b>
из них: наблюдательные	10	3, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18, А-50	10

В 2008-2011 гг. согласно Проекта разведки-2008 г. пробурено 7 поисковых скважин (№№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7), из них 5 скважин ликвидированы по геологическим причинам.

В 2011-2012 гг. согласно Проекта поисковых работ-2011 г. пробурено 3 скважин (№№ 8, 9, 10), из них одна скважина по геологическим причинам ликвидирована.

В 2013-2014 гг. согласно Проекту пробной эксплуатации-2013г. пробурено 6 скважин (№№ 11, 12, 13, 14, 15, 16). На дату отчета данные скважины находятся в наблюдательном фонде.

В 2022-2023 гг. согласно Анализу разработки-2022 г. пробурено 2 эксплуатационные скважины (№17 и №18), а также одна поисковая (№А50) на V блоке. Из них 2 скважины находятся в наблюдательном фонде.

Скважина №1 вскрыла юрские отложения, которые по данным ГИС оказались водоносными, скважина ликвидирована без испытания.

В скважине №2 при испытании интервала 1994-2004 м (дошанская свита) был получен промышленный приток нефти дебитом 27 м<sup>3</sup>/сут (на штуцере диаметром 11 мм). Скважина №2 является первооткрывательницей месторождения Есжан, за период разработки из данной скважины отобрано 24 тыс.т нефти. На дату отчета находится в консервации.

В скважине №3 по данным ГИС и результатам испытания коллектора в отложениях палеозоя, юры и мела – водонасыщенные, скважина находится в наблюдательном фонде.

Скважина №4 пробурена далеко за пределами участка Есжан. В результате испытания скважины установлено, что палеозойские, юрские и меловые отложения водонасыщенные, скважина ликвидирована.

В скважине №5 в 2011 г. испытаны 3 объекта (инт. перф. 2152-2160 м; 2072-2080 м; 2008-2012 м), отсутствует приток - скважина ликвидирована.

Скважина №6 пробурена в северо-западной части контрактной территории также далеко за пределами месторождения, на расстоянии 6,9 км от скважины №4. По данным ГИС все объекты в скважине водонасыщенные, скважина ликвидирована без испытания.

Скважина №7 пробурена на расстоянии 3,4 км на северо-востоке от скважины №6. При испытании всех объектов (4) в отложениях юры - не получен приток. Скважина ликвидирована.

Скважина №8 вскрыла палеозойские отложения. По данным испытаний скважина оказалась непродуктивной и была ликвидирована по геологическим причинам.

Скважина №9. По данным ГИС в разрезе скважины выделены несколько нефтесодержащих коллектора в отложениях дощанской свиты средней юры. При испытании интервала 1986-1991 м (Ю-IV-Б горизонт) был получен приток нефти дебитом 2 м<sup>3</sup>/сут. При испытании Ю-IV-А горизонта (инт. перф. 1868-1875 м) получена вода плотностью 1 г/см<sup>3</sup> с плёнкой нефти. С 22 по 31 мая 2013 г. в данной скважине провели опробование интервала 1842-1853 м (Ю-IV-А горизонт). Вызов притока осуществляли снижением уровня компрессированием, однако приток жидкости не получен. После перевода скважину на механизированный способ (ШГН) получен приток нефти 3,2 м<sup>3</sup>/сут с обводнённостью 70 %. По состоянию на 01.01.2026 г. скважина находится в наблюдательном фонде, отобрано всего 0,2 тыс.т.

В скважине №10 проведено испытание в эксплуатационной колонне в отложениях дощанской свиты в интервалах 2058-2062 м и 1987-2000 м. Получен приток нефти дебитом, соответственно 30 и 136 м<sup>3</sup>/сут. С начала разработки (на 01.01.2026 г.) накопленная добыча нефти составила 8,5 тыс.т, находится в консервации.

Скважина №11 пробурена на юго-восток от скважины №15 на расстоянии 800 м. В скважине испытаны четыре объекта, из них в 2-х объектах получен приток пластовой воды и в 2-х приток не получен. Фактический/проектный забой - 2250 м. На 01.01.2026 г. скважина находится в наблюдательном фонде.

Скважина №12 пробурена на юго-восток от скважины №11 на расстоянии 1200 м. В скважине испытаны три объекта, получены притоки пластовой воды, фактический забой составил 2200 м, при проектной глубине 2250 м. На 01.01.2026 г. скважина находится в наблюдательном фонде.

Скважина №13 пробурена на юго-запад от скважины №10 на расстоянии 550 м. Испытание скважины произведен из двух объектов, из интервала 2011-2014 м был получен приток воды с пленкой нефти, из интервала 2124-2129 м получен приток пластовой воды. На 01.01.2026 г. скважина находится в наблюдательном фонде.

Скважина №14 пробурена на юго-восток от скважины №9 на расстоянии 700 м. При испытании скважины из трех объектов получен приток пластовой воды. Фактический забой - 2253 м. На 01.01.2026 г. скважина находится в наблюдательном фонде.

Скважина №15 пробурена на юго-восток от скважины №14 на расстоянии 700 м. В результате проведенных в скважине испытаний из интервала 1858.6-1859.6 м и 1874-1882 м получен незначительный приток нефти дебитом 0,3 м<sup>3</sup>/сут. На 01.01.2026 г. скважина находится в наблюдательном фонде, отобрано всего 0,036 тыс.т нефти.

Скважина №16 пробурена на юго-восток от скважины №12 на расстоянии 2000 м. Скважина вскрыла палеозойские отложения, фактический забой ее составил 2426 м. По данным испытаний скважина оказалась водоносной. На 01.01.2026 г. данная скважина находится в наблюдательном фонде.

Скважина №17 на дату отчета закончена бурением и находится в консервации. По результатам интерпретации ГИС открытого ствола, коллектора Ю-IV-А горизонта водонасыщенные, а по горизонту Ю-IV-Б в коллекторах выделены нефтеносные интервалы со средней нефтенасыщенностью 0,65 д.ед. В период испытания (август-ноябрь 2022 г.) средний дебит по нефти и жидкости составили 17 и 18 т/сут, соответственно. Всего отобрано 1,8 тыс.т нефти, скважина находится в консервации.

Скважина №18 находится в наблюдательном фонде. По результатам интерпретации ГИС открытого ствола, коллектора горизонтов – водонасыщенные, скважина находится в наблюдательном фонде.

За период разработки на I объекте разработки (горизонт Ю-IVБ и Ю-IVA) эксплуатировались всего две скважины: №2 и №10.

### ***3.2.2 Сравнение проектных и фактических показателей разработки***

По месторождению Есжан с начала разработки накопленная добыча по состоянию на 01.01.2026 г. составила 34,5 тыс.т нефти и 41 тыс.т жидкости. Степень выработки запасов нефти на уровне 9 %, текущий КИН – 0,022 д.ед.

Промышленная разработка месторождения Есжан осуществлялась с 2018 г. согласно «Технологической схемы разработки-2017 г.». Выделен единственный I объект разработки - горизонт Ю-IVA+Б. В соответствии с положениями ТС по месторождению предусматривалось поэтапное наращивание добывающего фонда за счет ввода новых скважин. Было запроектировано бурение и ввод в эксплуатацию трех вертикальных добывающих скважин. Однако, вследствие пандемийных ограничений, реализация программы бурения в 2020-2022 гг. была приостановлена, и запланированные скважины не были пробурены.

По результатам проведенного анализа, при сравнении проектных и фактических

показателей разработки за период 2018–2019 гг. уровень добычи нефти соответствовала проекту, несмотря что фонд добывающих скважин меньше на 1 ед. Две добывающие скважины эксплуатировались с большим дебитом нефти и меньшей обводненностью, чем было запроектировано.

В 2020 г. не было введено в разработку 1 запроектированная скважина, однако годовая добыча практически на уровне проектных величин. Это связано с тем, что добывающие скважины эксплуатировались с большим дебитом нефти. Отмечается, что фактический фонд добывающих скважин отстает от проектный на 50 %.

В 2021 г. при сравнении проектных и фактических показателей разработки наблюдается расхождение. Проектный уровень добычи нефти не был достигнут из-за меньшего количество добывающих скважин. Фактический фонд действующих скважин составил 2 ед. против проектный 5 ед. Не было введено в разработку запроектированная скважина. Также по действующим скважинам наблюдается уменьшение дебита нефти.

В 2022 г. продолжается расхождения между проектными и фактическими показателями разработки. Недостижения проектных величин по добыче нефти связано с отставанием фонда добывающих скважин. Фактический фонд действующих скважин составил 2 ед. против проектный 6 ед. Только в конце года пробурили 1 скважину (№17).

Сравнение проектных и фактических технологических показателей разработки месторождения Есжан представлены в таблице 3.2.2.

Таблица 3.2.2 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Есжан

Показатели	2018		2019		2020		2021		2022		2023*		2024*	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти, тыс.т	2.6	2.8	2.3	2.35	4.9	4.34	10.3	4.48	14.4	5.27	5.22	2.51	6.63	1.89
Накопленная добыча нефти, тыс.т	16	13.66	18.2	16.01	23.2	20.35	33.5	24.83	48.1	30.11	34.55	32.62	41.18	34.51
Добыча жидкости, тыс.т	3.6	3	3.4	2.44	7.3	5.37	16	6.14	23.6	6.69	7.29	2.91	9.18	1.99
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	19.2	15.47	22.6	17.91	30	23.28	45.9	29.43	69.5	36.11	43.32	39.03	52.50	41.01
Обводненность среднегодовая (по весу), %	28.9	6.62	33.9	3.42	32.8	19.18	35.1	27.1	38.2	21.14	28.37	13.66	27.78	4.58
Темп отбора от НИЗ, %	0.8	0.84	0.7	0.7	1.5	1.3	3.2	1.34	4.6	1.58	1.56	0.75	1.99	0.57
Темп отбора от ТИЗ, %	0.8	0.87	0.7	0.73	1.6	1.37	3.3	1.43	4.8	1.71	1.71	0.83	2.21	0.63
Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>	0.224	0.241	0.199	0.106	0.705	0.13	1.339	0.134	1.647	0.158	0.157	0.075	0.200	0.061
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>	1.3	1.088	1.5	1.194	1.7	1.324	2.4	1.458	3.8	1.617	1.750	1.692	1.950	1.753
Фонд добывающих скважин, ед.	3	2	3	2	4	2	5	2	6	3	3	3	4	3
в т.ч.: действующих	3	2	3	2	4	2	5	2	6	2	3	2	2	2
Среднегодовой дебит по нефти, т/сут	2.7	7.59	2.4	6.41	3.8	7.1	7.2	6.14	8.4	6.30	4.87	3.44	5.00	2.62
Среднегодовой дебит по жидкости, т/сут	3.8	8.13	3.6	6.64	5.6	8.79	11.1	8.43	13.5	7.99	6.80	3.99	7.00	2.75
Коэффициент эксплуатации доб. скв. д.ед.	0.9	0.67	0.9	0.8	0.9	1.0	0.9	1.0	0.9	0.98	0.9	0,7	0.98	0.99
Коэффициент использования доб. скв. д.ед.	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.67	0.95	0.50	0.50	0.50
Текущий КИН, %	1.1	0.93	1.2	1.09	1.6	1.38	2.3	1.69	3.3	2.05	2.35	2.22	2.80	2.35
Средний газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	86.2	86	86.5	45.1	143.9	30	130	30	114.4	30.0	30.0	30.0	30.2	32.4
Выработка запасов нефти, %	4.8	4.09	5.5	4.79	6.9	6.09	10	7.43	14.4	9.01	10.34	9.77	12.33	10.33

Примечание: \* - проектные технологические показатели разработки взяты с Анализа разработки -2022г.

В 2020-2022 гг. из-за пандемии у Недропользователя не было возможности выполнить план по бурению скважин. В связи с чем не были достигнуты проектные уровни добычи нефти.

С учетом текущего состояния разработки и скорректированного графика бурения Недропользователя в 2022 г. был составлен Анализ разработки и принят протоколом ЦКРР РК № 32/6 от 6.10.2022 г. уточненные технологические показатели разработки в 2023-2024 гг., где было предусмотрено бурение двух эксплуатационных скважин (№17, 18).

В 2023 г. запроектированный объем добычи нефти составил 5 тыс.т, фонд добывающих скважин 3 ед., средний дебит нефти 5 т/сут. Однако, фактически эксплуатировались всего 2 скважины со средним дебитом 3 т/сут. Соответственно отбор нефти значительно отстает от проекта (на 50 %). Также пробуренная скважина №17, которая вскрыла продуктивные пласты не дала ожидаемых результатов. Данную скважину после испытания (3 месяца) перевели в консервацию.

В 2024 г. основные показатели разработки значительно отстают от проектных величин. Годовая добыча нефти составила 1,9 тыс.т против проектных 6,6 тыс.т. Средний дебит нефти 2,6 т/сут, против проектный 5 т/сут. Средняя обводненность 4 % против проектной 28 %. Дополнительным негативным фактором стало бурение новой скважины №18, которая вскрыла водонасыщенные пласты. В связи с чем, планируемый рост добывающего фонда и стабилизация добычи не были реализованы, что усугубило отставание от проектных величин.

Таким образом, за период 2021-2024 гг. при сравнении проектных и фактических показателей разработки месторождение Есжан наблюдается расхождение в сторону недостижения проектных величин. В основном это связано с отставанием количество добывающих скважин, а также с уменьшением дебита нефти. Необходимо отметить, что результаты бурения новых скважин (№17 и №18) не дали ожидаемых показателей по добыче.

### ***3.2.3 Анализ выработки запасов нефти из пластов***

Состояние выработки запасов нефти в данной работе оценивается на основании промысловых и геофизических данных по отборам нефти и жидкости, и продвижению ВНК, а также по коэффициенту нефтеизвлечения.

Промышленная разработка месторождения Есжан (I объект разработки - горизонт Ю-IV-А+Б) осуществляется с 2018 г. на упруговодонапорном режиме, с двумя скважинами.

Месторождение по запасам относится к мелким, залежи небольшие по площади, осложненные нарушениями и зонами замещения неколлектором.

Согласно отчету «Пересчет запасов - 2015 г.» (протокол ГКЗ РК №2783-25-У от 27.11.2025 г.), запасы нефти в целом по месторождению составили:  $C_1$  – геологические/извлекаемые: 1583/384 тыс.т;  $C_2$  – геологические/извлекаемые: 1152/211 тыс.т, в том числе в пределах Горного отвода:  $C_1$  – геологические/извлекаемые: 1583/384 тыс.т;  $C_2$  – геологические/извлекаемые: 507/93 тыс.т. В таблице 3.2.3 представлена выработка запасов нефти на дату отчета.

Таблица 3.2.3 – Выработка запасов нефти по месторождению Есжан на 01.01.2026 г.

Объект	Запасы нефти, тыс.т.			КИН, д.ед.		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Степень выработки запасов, %
	геологические	извлекаемые	остаточные	утвержденный	текущий		
I	1583	384	349,5	0,243	0,022	34,5	9
Всего по месторождению	1583	384	349,5	0,243	0,022	34,5	9

На дату анализа 01.01.2026 г. накопленная добыча нефти в целом по месторождению составила 34,5 тыс.т. Отбор от извлекаемых запасов составил 9%. Текущий коэффициент извлечения нефти составил 0,022 д.ед., при утвержденный 0,243 д.ед. В течение промышленной разработки в эксплуатации находились всего 2 скважины №2 и №10.

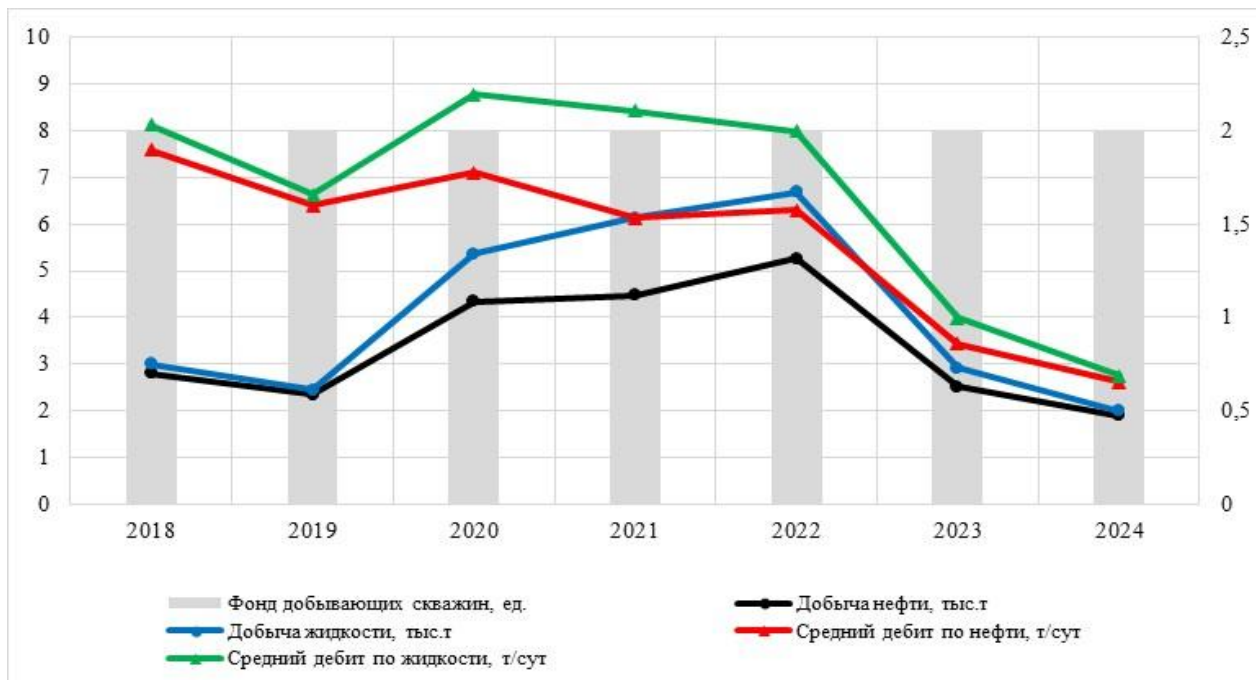


Рисунок 3.2.1 – График разработки месторождения Есжан

Согласно «Аналізу разработки...» в 2022-2023 гг. пробурено 2 скважины (№17 и №18). Однако бурения данных скважин не дали ожидаемых результатов, одну из них (№18) перевели в наблюдательный фонд.

Для достижения выработки утвержденных запасов необходимо бурить проектные скважины и провести ГТМ на существующих скважинах.

### **3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов**

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

Технологические показатели разработки месторождения зависят от емкостно-фильтрационных характеристик пласта, технологии и системы воздействия. Полученная в результате эксплуатационного бурения информация о геологическом строении залежей позволяет использовать модель послойного и зонально-неоднородного по продуктивности пласта.

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки, положена известная схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта. Согласно этой схеме, продуктивный пласт состоит из правильной формы бессистемно расположенных зон с линейным размером  $d$ , отличающихся по средней продуктивности, а каждая зона представлена набором слоев различной проницаемости. Изменение проницаемости по слоям и зонам носит вероятностный характер и количественно оценивается квадратом коэффициента вариации.

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, такие как двухфазность потока, различие вязкостей нефти и агента, начальное положение ВНК. С учетом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Для совокупности элементов залежи использованы формулы динамики основных технологических показателей.

Построение расчетных моделей для месторождения Есжан проводилось в соответствии с фактическими данными о геологическом строении объектов, функцией распределения проницаемости по пластам и характером насыщения разреза. Учитывались данные о физических свойствах пластовых нефти, газа, воды и вытесняющих агентов.

#### ***3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки***

Идентификация параметров моделей производилась по результатам предыдущего периода разработки объектов эксплуатации. При этом параметр  $Q_0(t)$  – 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  $no(t)$ . Параметр  $q_0(t)$  – фактический амплитудный дебит объекта при известном  $Q_0(t)$ , 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  $\mu_o$ , 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 и выбор расчетных вариантов разработки**

Месторождение Есжан находится в промышленной разработке с 2018 г. согласно «Технологической схеме разработки месторождения» утвержденный протоколом ЦКРР РК №83/6 от 31.03.2017 г. Выделен единственный объект разработки – горизонт Ю-IV-А+Б.

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

Продуктивный разрез месторождения Есжан характеризуется блочным строением, что обуславливает определенный подход к выделению эксплуатационных объектов на основе анализа геолого-физической характеристики продуктивных горизонтов и с учетом технических и технологических возможностей их разработки.

Нефтяные залежи Ю-IV-А и Ю-IV-Б горизонтов в структурном плане совпадают, но горизонт Ю-IV-А является продуктивным лишь в I блоке, по типу относится к пластовым, сводовым, тектонически экранированным. По физико-химическим свойствам нефти относятся к легким, маловязким (0,51-1,1 мПа\*с), содержанием растворенного газа в нефти в пределах от 80,9 до 180,26 м<sup>3</sup>/т. Средние значения плотности нефти в поверхностных условиях по горизонтам изменяются от 0,805 до 0,822 г/см<sup>3</sup>.

Нефтенасыщенная толщина юрских горизонтов по скважинам изменяется от 0,6 до 23,4 м, в среднем составляя 5,2 м. По данным лабораторных анализов керна коллектора характеризуются проницаемостью в диапазоне 0,009-0,027 мкм<sup>2</sup>.

В настоящей работе выделенный эксплуатационный объект разработки остается таким же, как принят в ТС-2017 г.

- И эксплуатационный объект – нефтяные залежи Ю-IV-А и Ю-IV-Б.

Исходные геолого-физические характеристики приведены в таблице 3.4.1.

**Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационного объекта**

Параметры	Ю-IV-Б	Ю-IV-А	И объект
Средняя глубина залегания, м	2057	1891	2057
Тип залежи	Пластовые, сводовые, тектонические и литологически экранированные		
Тип коллектора	Терригенный, поровый		
Площадь нефтеносности, тыс м <sup>2</sup>	1781	530	1781
Средняя общая толщина, м.	93,8	43,4	68
Средняя нефтенасыщенная толщина, м.	4,6	13,2	8
Пористость, д.ед.	0,2	0,17	0,2
Средняя нефтенасыщенность, д.ед.	0,74	0,67	0,7
Проницаемость, мкм <sup>2</sup> (по керну)	27,9x10 <sup>-3</sup>	8,9x10 <sup>-3</sup>	18,4x10 <sup>-3</sup>
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,131	0,165	0,148
Коэффициент расчлененности, д.ед.	5	3	4
Пластовая температура, °С	72,5	75	73
Пластовое давление, МПа	22	22	22
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,0	0,51	0,76
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,589	0,7	0,645
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,805	0,822	0,813
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,105	1,34	1,22
Содержание в нефти, %			
серы	0,2	0,21	0,175
парафина	2,6	7,4	5,8
смола	3,5	6,2	3,5
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,57	10,83	10
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	76,5	180	180

### ***Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики***

Системы разработки нефтяных месторождений классифицируются на системы с воздействием и без воздействия, а также отличаются сеткой расположения скважин.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки проводились, исходя из положений «Единых правил...» и анализа геолого-гидродинамических характеристик пластовых систем месторождения с использованием опыта разработки и проектирования месторождений такого типа.

В проекте рассмотрены 3 варианта разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, режимами эксплуатации скважин и методами воздействия.

**1 вариант** – разработка месторождения осуществляется на естественном режиме пластовой энергии существующим фондом добывающих скважин. Запланирована в 2026 г.

ввод 3 скважин из консервации (№№ 2, 10, 17) и 1 скважину – из наблюдательного фонда (№9). Скважины эксплуатируются механизированным способом.

**2 вариант** – система разработки месторождения аналогична первому варианту, запроектировано бурение 7 эксплуатационных скважин в 2026 г. Также в целях доизучение месторождения предусмотрено бурение 1 поисковой и 2 оценочных скважин.

**3 вариант** – на основе второго варианта с переводом 3 скважин под нагнетание воды месторождения разрабатывается с поддержанием пластового давления. Также проектируется дополнительное бурение 4 эксплуатационных скважин в 2027 г.

Основные исходные характеристики расчётных вариантов для I объекта разработки приведены в таблице 3.4.2.

**Таблица 3.4.2 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки**

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	упруговодонапорный		ППД
Система размещения скважин	избирательная		
Расстояние между скважинами, м		500	500
Плотность сетки в среднем, га/скв		25	16
Соотношение скважин в элементе, доб/нагн.	4/0	11/0	12/3
Режим работы добывающих нагнетательных скважин	$R_{заб} > P_{нас}$	$R_{заб} > P_{нас}$	$R_{заб} > P_{нас}$ $R_{заб} = 0,9 * P_{г}$
Коэффициент использования скв., д.ед.:	0,9	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.:	0,9	0,95	0,95
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %	-	-	100
Ввод скважин из бурения, доб/наг ед.	0	7	11
Время разбуривания, годы	2026	2026	2026-2027

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

Согласно п. 12 статьи 277 Кодекса «О недрах и недропользовании» устанавливается выполнение следующих 9-ти показателей проектных документов:

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

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

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

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

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

#### Плотность сетки эксплуатационных скважин

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

Сетка скважин подбиралась, в основном, исходя из фактического расположения уже существующего фонда скважин и геометрии продуктивного горизонта. Разбуривание месторождения проектируется вертикальными скважинами со средней глубиной скважин для юрского горизонта 2250 м.

#### Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по единственному объекту разработки

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин устанавливается исходя из положений расчетных вариантов разработки, определяющих количество пробуренных и проектных скважин по объекту разработки с учетом перевода добывающих скважин, после отработки на нефть в нагнетательный фонд.

Рассмотренные варианты разработки для единственного объекта месторождения Есжан различаются плотностью сеток скважин, и с режимом разработки, где вариантом 3 предусматривается поддержание пластового давления путем закачки воды.

Поддержание пластового давления, возможно в том случае, если в процессе

разработки будет выявлено резкое снижение пластового давления при естественном режиме.

#### Коэффициент компенсации по залежам

Диапазон коэффициента компенсации по объекту устанавливается исходя из рассмотренного варианта разработки, с ежегодной компенсацией отборов жидкости и допустимого годового отклонения в размере +/- 10%, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

#### Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения

Исходя из начального пластового давления, и рекомендованных забойных давлений в добывающих скважинах, пластовые и забойные давления должно быть выше давления насыщения.

#### Отношение пластового давления к забойному давлению

Отношение пластового давления к забойному давлению устанавливает максимально возможную депрессию в добывающих скважинах, с целью получения оптимального притока жидкости.

Обоснование забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин произведено с учетом геолого-физических особенностей месторождения Есжан. Чем больше разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин, тем выше дебит на проектную скважину. Поэтому забойное давление нагнетательных скважин должно быть насколько это технически возможно высоким, близким к давлению гидроразрыва.

$$P_{\text{зак}} \leq P_{\text{гидр}} - P_{\text{пл}} = 1.75 \cdot P_{\text{пл}} - P_{\text{пл}} = 0.75 \cdot P_{\text{пл}} \quad (3)$$

По результатам опробования и испытания, а также по результатам исследования МУО, анализированы замеры забойного давления на разных режимах эксплуатации скважин. При этом, в период опробования скважин забойные давления изменялись от 14,2 МПа (скв. №10), до 20 МПа (скв. №2), в среднем составило 17 МПа, что выше  $P_{\text{нас}}$  (10 МПа). В целом, по всем замерам забойного давления произведенные в период опробования и испытания скважин, среднее значение забойного давления выше  $P_{\text{нас}}$  (10 МПа).

Необходимо отметить, что месторождение Есжан осложнено сеткой тектонических нарушений, которые выступают в качестве границы залежей в ряде продуктивных горизонтов. Нарушения делят площади продуктивности по всем горизонтам на 5 блоков. В связи с чем, однозначно определить рациональное забойное давление по ранее проведенным замерам не представляется возможным. Поэтому для обоснования

рациональной величины забойного давления или депрессии для каждой скважины необходимо продолжить исследования, и тщательным образом провести исследование МУО, поскольку эти величины могут меняться по площади залежи и с глубиной.

На данной стадии изученности энергетический потенциал продуктивного горизонта имеет запас энергии, что позволяет держать забойные давления в добывающих скважинах выше давления насыщения.

В процессе промышленной эксплуатации, недропользователю необходимо выполнить гидродинамические исследования методом установившихся отборов, с целью определения оптимального режима работы скважин.

Снижение забойного давления скважин ниже давления насыщения приводит к снижению пластового давления в области дренирования скважины, которое на поверхности отражается ростом промыслового газового фактора. В отдельных случаях это может привести к необоснованному росту обводненности.

В расчетных вариантах 2 и 3, входные дебиты нефти основаны по результатам промысловых данных, и приняты с учетом эффективности запланированного ГТМ при этом средний дебит нефти по скважинам около 40 т/сут.

#### Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам

По рекомендуемому варианту 2 горизонта Ю-IV, разработка залежи предусматривается на естественном режиме, в начальной стадии разработки запас пластовой энергии залежи достаточный и позволяет осуществлять добычу на естественном режиме, до уточнения динамики энергетического состояния залежи.

Несмотря на запас пластовой энергии, все же предполагаем постепенное увеличение среднего газового фактора по залежи до 180 м<sup>3</sup>/т.

Попутный нефтяной газ недропользователь планирует использовать на собственные нужды для выработки электроэнергии, тем самым будет иметь возможность 100% утилизации попутно-добытого газа.

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

Допустимое отклонение объемов добычи углеводородов и объемов обратной закачки попутного газа по объекту разработки принято из расчета +/- 10 % от годовых проектных показателей по добыче углеводородов и обратной закачке воды по вариантам разработки.

Уровни добычи углеводородов по рекомендуемому варианту 2 приведены в разделе 4.1 настоящего проекта, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах

и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

#### Показатели ввода добывающих скважин

Отклонения по вводу эксплуатационных скважин не предусматриваются. По рекомендуемому 2 варианту разработки предусматривается бурение 7 скважин, и плотность сетки скважин будет изменяться от фактически сложившейся на 2027 г. до проектной, предусматривающей дальнейшее уплотнение после завершения бурения проектных скважин.

Установленные настоящим проектом показатели, относимые к контрактным обязательствам разработки месторождения Есжан по рекомендуемому 2 варианту разработки, приведены в таблице 3.4.3.

**Таблица 3.4.3 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей по рекомендуемому 2**

№.№ п/п	Параметры	Г объект
1	Плотность сетки скважин, га/скв.	25
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин	4/0
3	Коэффициент компенсации отборов, %	Закачка рабочего агента не предусмотрено
4	Отношение пластового и забойного давлений к давлению насыщения	$R_{пл} > R_{нас}$ $R_{заб} \geq R_{нас}$
5	Отношение пластового давления к забойному давлению (максимальная депрессия), МПа	$R_{пл} = R_{заб} + \Delta P$ , где $\Delta P > 3$ МПа
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м <sup>3</sup> /т	до 180
7	Объемы добычи углеводородов, тыс.т	+/- 10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 настоящего проекта
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.м <sup>3</sup>	Закачка рабочего агента не предусмотрено
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 4.1, настоящего проекта

#### **Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки**

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

*Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:*

$$q^t = \frac{q_0^t}{Q_n^t + \frac{1}{2}q_0^t} \left[ Q_n^t - \sum_{i=1}^{t-1} q^i \right] \quad (4)$$

где  $q_0^t$  - текущий амплитудный дебит на середину t-го года, т/год;

$Q_n^t$  - введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы

нефти, млн.т;

$$\sum_{i=1}^{t-1} q^i$$

- суммарный отбор нефти за все предыдущие годы;

Для расчета амплитудного дебита используют формулу:

$$q_0 = \tau \cdot \eta_{ср} \cdot n \cdot (P_{сн} - P_{сз}) \cdot \varphi \cdot \xi_1 \cdot \xi_2 \quad (5)$$

где  $\tau$  - время работы скважин;

$\eta_{ср}$  - средняя продуктивность скважин (добывающих и нагнетательных);

$n$  - общее число скважин (добывающих и нагнетательных);

$P_{сн}$  - забойное давление на нагнетательных скважинах;

$P_{сз}$  - забойное давление на добывающих скважинах;

$\varphi$  - функция относительной производительности скважин, учитывающая различие скважин по продуктивности, взаимное размещение и соотношение добывающих и нагнетательных скважин, соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти;

$\xi_1, \xi_2$  - коэффициенты надежности, учитывающие увеличение фильтрационного сопротивления и, соответственно, продуктивности пластов из-за их прерывистости и зональной неоднородности, а также степень изученности пластов.

Извлекаемые запасы определяются по формуле:

$$Q_{и} = Q_6 \cdot \text{КИН} \quad (6)$$

где  $Q_6$  - балансовые запасы нефти;

КИН - коэффициент извлечения нефти, который определяется как:

$$\text{КИН} = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \quad (7)$$

Коэффициент  $K_1$  называется коэффициентом сетки и зависит от числа промысловых скважин и расстояния между ними:

$$K_1 = e^{-\alpha \cdot S^4} \quad (8)$$

$$\alpha = \frac{w^2}{d^2} \quad (9)$$

где  $S$  - площадь, приходящаяся на одну скважину;

$w$  - доля неколлектора по площади распространения обособленных слоев;

$d$  - площадь квадратных зон, которыми моделируется зональная неоднородность пластов.

Коэффициент  $K_2$  в формуле КИН, обозначает коэффициент вытеснения.

Коэффициент  $K_3$  в формуле КИН характеризует коэффициент заводнения и определяется по формуле:

$$K_3 = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot A \quad (10)$$

Где  $K_{3н}$  - доля отбора подвижных запасов за безводный период;

$K_{3к}$  - конечная доля отбора подвижных запасов;

$A$  – расчетная предельная обводненность.

$$K_{3н} = \frac{1}{1.2+4.2 \cdot V^2} \quad K_{3к} = \frac{1}{0.95+0.25 \cdot V^2} \quad A = \frac{A_2}{(1-A_2) \cdot \mu_0 + A_2} \quad (11)$$

где  $V^2$  – расчетная послойная неоднородность;

$A_2$  – предельная массовая доля вытесняющего агента в дебите жидкости эксплуатационных скважин;

$\mu_0$  – коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и воды в пластовых условиях:

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \cdot (1 + \mu_*) \cdot \frac{\rho_в}{\rho_н} \cdot b_н \quad (12)$$

$$\mu_* = \frac{\mu_н}{\mu_в} \cdot K_2^{1.5} \quad (13)$$

где:  $\rho_в, \rho_н$  - плотности воды и нефти;

$b_н$  - объемный коэффициент нефти;

$K_2$  – коэффициент вытеснения.

Для определения значения расчетной послойной неоднородности ( $V^2$ ) необходимо установить действительную послойную и зональную неоднородности:

$$V^2 = (V_1^2 + 1) \cdot \left( \frac{2(M-1)^2}{3M} \cdot \frac{2\mu_*}{1+\mu_*} + 1 \right) \cdot \left( \frac{V_{30н}^2 + 1}{\frac{V_{30н}^2}{n_*} + 1} + 1 \right) - 1 \quad (14)$$

$M$  - соотношение длин нейтральной (самой длинной) и главной (самой короткой) линий тока, идущих от нагнетательной скважины к добывающей;

$n_*$  - число сторон подхода воды к добывающим скважинам (при 5-ти точечной системе размещения скважин эта величина равна 4).

Коэффициент надежности  $K_4$  при отсутствии дублирования аварийно выбывших скважин этот коэффициент принимает вид:

$$K_4 = \frac{1}{1 + \frac{1}{I \cdot T}} \quad (15)$$

где  $I$  – текущий годовой темп отбора извлекаемых запасов нефти;

$T$  – средняя долговечность скважины, годы.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q_F^t = \frac{q_0^t}{Q_{Fи}^t + \frac{1}{2} q_0^t} \left[ Q_{Fи}^t - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^i \right] \quad (16)$$

где  $Q_{Fи}^i$  – введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы жидкости;

$\sum_{i=1}^{t-1} q_F^i$  – суммарный расчетный отбор жидкости за все предыдущие годы;

Извлекаемые запасы жидкости определяются по формуле:

$$Q_{Fи} = Q_{и} \cdot \frac{F}{K_3} \quad (17)$$

где  $F$  – расчетный суммарный отбор жидкости, доли подвижных запасов нефти.

#### *Обоснование количества резервных скважин*

На месторождении Есжан во всех рассматриваемых вариантах, в связи со сложным геологическим строением, предусматривается фонд резервных скважин для вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда в пределах их размещения. Число резервных скважин планируется в количестве 10 % от запланированного фонда добывающих скважин.

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

В настоящем разделе приведены основные параметры и допущения, использованные при формировании доходной и расходной части экономических расчетов по вариантам разработки месторождения Есжан. Расчеты выполнены с целью оценки экономической эффективности разработки месторождения, определения капитальных вложений, эксплуатационных затрат, налоговых обязательств и иных платежей, связанных с реализацией проекта.

Экономическая оценка выполнена с учетом требований Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239, а также с учетом действующего налогового, экологического и иного применимого законодательства Республики Казахстан.

Для проведения расчетов разработана финансово-экономическая модель разработки месторождения Есжан. Модель учитывает принятую технологическую схему разработки, этапность бурения и вовлечения фонда скважин, параметры добычи нефти, структуру реализации продукции, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, налоговые и

обязательные платежи, а также отчисления, предусмотренные условиями недропользования.

Финансирование мероприятий по разработке месторождения предусматривается за счет собственных средств недропользователя. Привлечение заемного финансирования в расчетах не предусматривалось, в связи с чем расходы по обслуживанию долга, проценты по займам и иные финансовые расходы в составе экономической модели не учитывались.

Расчет налоговых обязательств выполнен в соответствии с Налоговым кодексом Республики Казахстан от 18 июля 2025 года № 214-VIII ЗРК, с учетом положений, действующих на дату составления проекта. В расчетах учтены применимые налоги, платежи и обязательные отчисления, возникающие при реализации проекта разработки месторождения.

Стоимостные показатели, используемые в расчетах, приведены в текущих ценах. Для сопоставимости расчетов и формирования финансово-экономической модели отдельные показатели, выраженные в национальной валюте, пересчитаны в доллары США. В качестве расчетного курса принят курс 500,0 тенге за 1 доллар США. На протяжении расчетного периода курс валюты принят неизменным.

Капитальные вложения и эксплуатационные затраты определены исходя из рыночных цен, сложившихся на момент подготовки расчетов, с последующей индексацией на прогнозный уровень инфляции. В расчетах принято, что капитальные и операционные затраты увеличиваются на 3,0 % в год. Рост цены реализации нефти принят на уровне 2,5% в год, что отражает умеренный подход к прогнозированию ценовой динамики с учетом неопределенности на мировом рынке нефти.

Расчет капитальных вложений выполнен укрупненным методом с учетом принятой схемы разработки месторождения, планируемого объема бурения, работ по переводу, расконсервации и консервации скважин, а также необходимого наземного обустройства. В составе капитальных вложений учтены затраты на строительство скважин, технологическую обвязку скважинных площадок, газосепараторы, устьевые нагреватели, узлы замера нефти и газа, газогенераторные установки, дренажные и накопительные емкости, насосное оборудование, подъездные дороги и прочие элементы промышленной инфраструктуры.

Эксплуатационные затраты определены исходя из принятой технологической схемы эксплуатации месторождения, прогнозного уровня добычи, состава производственных операций, расходов на транспортировку нефти, обслуживания скважинного фонда,

эксплуатации наземной инфраструктуры, потребления энергоресурсов, материалов, реагентов и иных затрат, необходимых для обеспечения добычи и реализации продукции.

Смета капитальных затрат на данном этапе разработки проекта носит укрупненный характер и предполагает допустимую погрешность оценки в пределах  $\pm 20\%$ . При этом расчет основан на доступной рыночной информации о стоимости оборудования, коммерческих предложениях поставщиков, а также стоимости строительно-монтажных работ по сопоставимым проектам и объектам-аналогам, реализованным в последние годы.

Принятые параметры капитальных вложений, эксплуатационных затрат, цен реализации, транспортных расходов, налоговых обязательств и инфляционных допущений обеспечивают единый расчетный подход к оценке экономической эффективности вариантов разработки месторождения Есжан.

#### **Доходная часть проекта**

Источником дохода проекта является реализация нефти, добываемой на месторождении. В расчетах принято допущение о распределении объемов реализации нефти в соотношении 40% на внутренний рынок Республики Казахстан и 60% на экспорт.

Проектная цена реализации нефти на внутреннем рынке принята в размере 352,15 долл. США за тонну, цена реализации нефти на экспорт — 453,05 долл. США за тонну. Указанные ценовые параметры использованы для формирования доходной части проекта с учетом принятой структуры реализации добываемой нефти.

Стоимость транспортировки нефти на внутренний рынок принята в размере 7,82 долл. США за тонну, стоимость транспортировки нефти на экспорт — 27,14 долл. США за тонну. Указанные расходы учитывают различие в логистических условиях поставки нефти на внутренний рынок и на экспорт.

Потери нефти при добыче, сборе и транспортировке учтены в размере 0,0574% от объема добычи, что соответствует принятому расчетному допущению и не оказывает существенного влияния на экономические показатели проекта.

Принятые допущения по ценам реализации, структуре поставок, транспортировке и технологическим потерям нефти обеспечивают расчет доходной части проекта с учетом реализации продукции как на внутреннем рынке Республики Казахстан, так и на экспорт.

#### **Расходная часть проекта**

Расчет капитальных вложений, необходимых для реализации проектных решений по разработке месторождения Есжан, выполнен на основе укрупненных нормативных показателей капитального строительства с детализацией по основным элементам строительства скважин и наземного обустройства.

В составе капитальных вложений учтены затраты на:

- бурение добывающих, оценочных и поисковых скважин;
- перевод части скважин под нагнетание воды;
- перевод скважин из других категорий;
- расконсервацию и консервацию скважин;
- обустройство добывающих скважин;
- технологическую обвязку площадок скважин диаметром 89 мм;
- устройство устьевой обвязки и нагнетательных линий;
- установку блочных насосных установок закачки воды;
- установку буферных емкостей воды и блоков фильтрации/подготовки воды;
- дооснащение расконсервируемых и переводимых скважин;
- установку газосепараторов, устьевых нагревателей, узлов замера нефти и газа;
- установку газогенераторных установок для обеспечения собственных нужд промысла;
- установку дренажных и накопительных емкостей, насосов НШ-40 с автоналивными устройствами;
- строительство автомобильных дорог к новым скважинам;
- прочие затраты, связанные с наземным обустройством.

Принятый состав капитальных вложений соответствует технологической схеме разработки месторождения Есжан, предусматривающей строительство и вовлечение в эксплуатацию добывающих, оценочных и поисковых скважин, перевод части скважин под нагнетание воды, а также применение упрощенной индивидуальной схемы наземного обустройства скважинных площадок без строительства крупной централизованной системы сбора и подготовки нефти.

Нормативы капитальных вложений приняты в укрупненном виде на основе среднерыночных ориентиров для сухопутных нефтяных месторождений сопоставимого масштаба, с учетом проектной глубины скважин, принятой схемы эксплуатации, необходимости обустройства добывающего и нагнетательного фонда, а также использования попутного газа для собственных нужд промысла.

Таблица 3.5.1 – Нормативы капитальных вложений

№	Норматив	Ед.изм.	Значение
1	Бурение добывающей скважины	тыс. долл./скв.	885,3
2	Бурение оценочной скважины	тыс. долл./скв.	1 188,0
3	Бурение поисковой скважины	тыс. долл./скв.	1 188,0
4	Перевод скважины под нагнетание воды	тыс. долл./скв.	100,0
5	Перевод скважины из другой категории	тыс. долл./скв.	30,0
6	Расконсервация скважины	тыс. долл./скв.	30,0
7	Консервация скважины	тыс. долл./скв.	20,0
8	Наземное обустройство добывающей скважины	тыс. долл./скв.	20,85
9	Технологическая обвязка площадки скважины d=89 мм	тыс. долл./ед.	12,0
10	Устьевая обвязка и нагнетательная линия	тыс. долл./ед.	80,0
11	Блочная насосная установка закачки	тыс. долл./ед.	150,0
12	Буферная емкость воды 50–100 м <sup>3</sup>	тыс. долл./ед.	50,0
13	Фильтрация / подготовка воды	тыс. долл./ед.	80,0
14	Дооснащение расконсервируемых и переводимых скважин	тыс. долл./ед.	10,0
15	Газосепаратор	тыс. долл./ед.	35,0
16	Устьевой нагреватель НУС-0,1 / УН-0,2	тыс. долл./ед.	24,5
17	Узел замера нефти и газа / КИП	тыс. долл./ед.	15,0
18	Газогенераторная установка 50–100 кВт	тыс. долл./ед.	85,0
19	Дренажная емкость 10–16 м <sup>3</sup>	тыс. долл./ед.	25,0
20	Накопительная емкость 50 м <sup>3</sup>	тыс. долл./ед.	70,0
21	Насос НШ-40 с автоналивным устройством	тыс. долл./ед.	34,0
22	Автомобильные дороги к новым скважинам	тыс. долл./км	8,5
23	Прочие затраты	%	1,0%

Распределение капитальных вложений по годам выполнено в соответствии с графиком реализации проекта, включающим этапы проектирования, строительства и ввода объектов в эксплуатацию.

Эксплуатационные затраты в расчетах определены на основе нормативного подхода и сгруппированы по характеру их формирования: расходы, относимые на себестоимость продукции, расходы периода, а также иные расчетные параметры, влияющие на формирование расходной части проекта.

В составе эксплуатационных затрат, относимых на себестоимость продукции, учтены условно-постоянные затраты, зависящие от среднегодового фонда скважин, расходы на страхование производственного персонала, услуги производственного характера, выполняемые сторонними организациями, экологические расходы, затраты производственного характера на единицу добываемой жидкости, расходы на ремонт скважин, арендные затраты, прочие производственные расходы, а также затраты на химические реагенты.

Отдельно в расчетах учтены расходы на оплату труда производственного персонала и административно-управленческого персонала. Среднегодовая оплата труда одного работника производственно-промышленного персонала принята в размере 64,15 тыс. долл.

США, одного работника административно-управленческого персонала, выполняющего обязанности по совместительству — 24,00 тыс. долл. США.

В составе расходов периода предусмотрены условно-постоянные расходы, зависящие от численности административно-управленческого персонала, общеадминистративные расходы, а также услуги непроизводственного характера, выполняемые сторонними организациями.

В расчетах также учтены технологические и коммерческие параметры, используемые при формировании финансово-экономической модели. Удельный вес потерь нефти принят в размере 0,0574 % от объема добычи. Добываемый газ в полном объеме используется на собственные нужды месторождения, в связи с чем удельный вес использования газа на собственные нужды принят на уровне 100 %.

Дополнительно в финансово-экономической модели учтены обязательства недропользователя по расходам на обучение казахстанских специалистов, социально-экономическое развитие региона, отчисления на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, а также отчисления в ликвидационный фонд. Расходы на обучение казахстанских специалистов приняты в размере 1 % от затрат на добычу по итогам предыдущего года, расходы на социально-экономическое развитие региона — 3 % от затрат на добычу по итогам предыдущего года, отчисления на НИОКР — 1 % от совокупного годового дохода по итогам предыдущего года, отчисления в ликвидационный фонд — 1 % от затрат на добычу по итогам предыдущего года.

Нормативы эксплуатационных затрат приняты на основе среднерыночных значений и приведены в таблице 3.5.2. Указанные нормативы являются базовыми для рекомендуемого варианта разработки; по иным вариантам отдельные показатели эксплуатационных затрат могут незначительно отличаться в зависимости от принятой схемы разработки месторождения, состава фонда скважин, объема добычи, наличия объектов ППД и иных технологических параметров.

**Таблица 3.5.2 – Нормативы эксплуатационных затрат**

№	Норматив	Ед.изм.	Значение
1	2	3	4
1	Удельный вес потерь нефти	%	0,0574
2	Удельный вес использования газа на собственные нужды, всего	%	100
3	Среднегодовая оплата труда одного работника ППП	тыс.долл.	64,15
4	Среднегодовая оплата труда одного работника АУП	тыс.долл.	24,00
<b>5</b>	<b>Расходы, относимые на себестоимость продукции</b>		
5.1	Затраты условно-пост-ные, зависящие от среднегод. фонда скважин	тыс.долл./скв.	1,28
5.3	Затраты на страхование	тыс.долл./раб. ППП	0,4
5.4	Услуги произв-ного характера, выполненные сторон. организациями	тыс.долл./год	4,26

**Продолжение таблицы 3.5.2**

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
5.5	Экологические расходы	долл./т нефти и газа	0,18
5.6	Затраты производственного характера	долл./т жидк.	2,60
5.7	Ремонт скважин	тыс.долл./скв.	8,0
5.8	Арендные затраты	тыс.долл./год	16,5
5.9	Прочие расходы	тыс.долл./год	29,3
5.10	Затраты на хим. реагенты	долл./т жидк.	0,03
<b>6</b>	<b>Расходы периода:</b>		
6.1	Расходы условно-постоянные, зависимые от численности АУП	тыс.долл./1раб. АУП	0,1
6.2	Общедминистративные расходы	тыс.долл./год	21,4
6.3	Услуги непроизв-ного характера, выполненные сторон. орг-циями	тыс.долл./год	8,15
6.4	Количество баррелей в тонне	Вбл/тонну	7,6
7	Удельный вес продажи нефти на внутренний рынок	%	35
8	Удельный вес продажи нефти на внешний рынок	%	65
9	Инфляция цены на кап. вложения и эксплуатационные затраты	% в год	3,0%
10	Инфляция цены на готовую продукцию	% в год	2,5%
11	Обязательства по расходам на обучение казахстанских специалистов, (от затрат на добычу по итогам предыдущего года)	%	1%
12	Обязательства по расходам на соц.-экономическое развитие региона, (от затрат на добычу по итогам предыдущего года)	%	3%
13	Обязательства по отчислениям на НИОКР, (от совокупного годового дохода по итогам предыдущего года)	%	1%
14	Расходы по отчислениям в ликвидационный фонд, (от затрат на добычу по итогам предыдущего года)	%	1%

## 4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

### 4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Ввиду сложного геологического строения месторождения Есжан, характеризующегося значительной неоднородностью пластов-коллекторов, как по площади, так и по разрезу, проектные скважины располагались по избирательной системе размещения скважин с учетом характера распространения продуктивных пластов коллекторов.

При обосновании целесообразности размещения добывающих скважин в периферийных водонефтяных частях залежи, предельная нефтенасыщенная толщина определялась по формуле:

$$\left(\frac{h_{\min} \text{ВНЗ}}{h}\right)^2 = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{A_2}{1 - A_2}\right) \times \frac{\mu_g \times \gamma_n}{\mu_n \times \gamma_g}\right]} \quad (4.1)$$

Где  $h_{\min} \text{ВНЗ}$  - нефтенасыщенная толщина, менее которой запасы не отбираются по экономическим соображениям, м;

$h$  - средняя эффективная нефтенасыщенная толщина водонефтяной зоны;

$\mu_n$  и  $\mu_g$  – соответственно вязкость нефти и закачиваемого агента в пластовых условиях;

$\gamma_n$  и  $\gamma_g$  - соответственно плотность нефти и закачиваемого агента в пластовых условиях;

$A_2$  - предельная массовая доля воды в дебите жидкости эксплуатационных скважин. Она определяется с учётом предельно допустимой стоимости добычи тонны нефти ( $C_{np}$ ), нормативов текущих экономических затрат на одну работающую скважину ( $Z_T^*$ ), единицу текущего дебита жидкости ( $Z_T^{**}$ ), амплитудного дебита на скважину ( $q_0$ ) и  $\square$ о- параметра влияния различных физических свойств нефти и вытесняющего агента:

$$A_2 = 1 - \frac{Z_m^* + Z_m^{**} * q_0 * (1 + \varepsilon_B) * \mu_0}{C_{np} * q_0 + Z_m^{**} * q_0 * (\mu_0 - 1)}; \quad (4.2)$$

Для основных расчетных вариантов разработки значение предельной нефтенасыщенной толщины имеет различное значение, так как в зависимости от температуры и свойств закачиваемого агента (холодной, горячей, пара и раствора полимера) меняются входящие параметры определяющей формулы: вязкость и плотность нефти и закачиваемого агента. Для достижения максимально возможного коэффициента охвата дренированием и корректной оценки вариантов разработки предельная толщина

продуктивного пласта для размещения скважин: в пределах 4 метровой изопахиты.

Согласно основным положениям выбранных вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей в 3-х вариантах. С учетом технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик и добывных возможностей продуктивного пласта, принятых минимальных толщин для размещения скважин, анализа запасов нефти, по расчетным вариантам определено количество и расположение проектных скважин для бурения.

В таблицах 4.1.1 - 4.1.2 приведены результаты расчетов технологических показателей разработки по месторождению Есжан по рекомендуемому варианту 2. По другим вариантам (1 и 3) – в табличных приложениях П1 – П4.

Схемы расположения пробуренных и проектных скважин по вариантам разработки приведены в графических приложениях 34-46.

Таблица 4.1.1 – Месторождение Есжан. I объект. Характеристика основного фонда скважин 2 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.		Перевод скважин под нагнет, ед.	Фонд скважин с начала разр., ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из наблюд. фонда, ед.	Экспл.бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут	
	всего	добыв.						всего	добыв.	нагн.	всего	действующ.		нефть	жидкость
2026	7	7	0	25	3	1	50	0	0	0	11	11	0	14,5	18,9
2027	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	11	11	0	13,1	17,3
2028	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	11	11	0	11,7	15,9
2029	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	11	11	0	10,6	14,6
2030	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	11	11	0	9,5	13,4
2031	0	0	0	25	0	0	50	1	1	0	10	10	0	8,6	12,4
2032	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	10	10	0	7,7	11,5
2033	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	10	10	0	6,9	10,6
2034	0	0	0	25	0	0	50	1	1	0	9	9	0	6,2	9,9
2035	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	9	9	0	5,6	9,2
2036	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	9	9	0	5,1	8,6
2037	0	0	0	25	0	0	50	1	1	0	8	8	0	4,6	8,1
2038	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	8	8	0	4,1	7,6
2039	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	8	8	0	3,7	7,3
2040	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	8	8	0	3,3	6,9
2041	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	8	8	0	3,0	6,7
2042	0	0	0	25	0	0	50	1	1	0	7	7	0	2,7	6,5
2043	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	7	7	0	2,4	6,4
2044	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	7	7	0	2,2	6,4
2045	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	7	7	0	2,0	6,3
2046	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	7	7	0	1,8	6,2
2047	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	7	7	0	1,6	6,2
2048	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	7	7	0	1,4	6,1
2049	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	7	7	0	1,3	6,1
2050	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	7	7	0	1,2	6,0
2051	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	7	7	0	1,0	5,9

Таблица 4.1.2 – Месторождение Есжан. I объект. Характеристика основных показателей разработки 2 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопл. добыча нефти, тыс.т	Выработка извлекаем.запасов, %	КИН, д.е	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопл. добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>		Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>	
		начальн.	текущих							годовая	накопл.	годовая	накопл.
2026	13,9	3,6	4,0	47,4	12,4	0,030	18,1	53,2	23,1	0	0	2,5	4,3
2027	42,4	11,1	12,6	89,9	23,4	0,057	56,2	109,4	24,5	0	0	7,6	11,9
2028	38,2	9,9	13,0	128,1	33,4	0,081	51,6	161,0	25,9	0	0	6,9	18,8
2029	34,4	9,0	13,4	162,5	42,3	0,103	47,4	208,4	27,5	0	0	6,2	25,0
2030	30,9	8,1	14,0	193,4	50,4	0,122	43,7	252,1	29,1	0	0	5,6	30,5
2031	25,3	6,6	13,3	218,7	57,0	0,138	36,6	288,7	30,9	0	0	4,6	35,1
2032	22,8	5,9	13,8	241,5	62,9	0,153	33,9	322,5	32,7	0	0	4,1	39,2
2033	20,5	5,3	14,4	262,0	68,2	0,166	31,4	353,9	34,7	0	0	3,7	42,9
2034	16,6	4,3	13,6	278,6	72,6	0,176	26,3	380,2	36,8	0	0	3,0	45,9
2035	14,9	3,9	14,2	293,5	76,4	0,185	24,5	404,7	39,0	0	0	2,7	48,6
2036	13,5	3,5	14,9	307,0	79,9	0,194	22,9	427,6	41,3	0	0	2,4	51,0
2037	10,8	2,8	14,0	317,8	82,8	0,201	19,2	446,8	43,8	0	0	1,9	52,9
2038	9,7	2,5	14,6	327,5	85,3	0,207	18,1	464,9	46,4	0	0	1,7	54,7
2039	8,7	2,3	15,4	336,2	87,5	0,212	17,2	482,0	49,2	0	0	1,6	56,2
2040	7,8	2,0	16,4	344,0	89,6	0,217	16,4	498,5	52,2	0	0	1,4	57,6
2041	7,1	1,8	17,7	351,1	91,4	0,222	15,8	514,3	55,3	0	0	1,3	58,9
2042	5,6	1,4	16,9	356,6	92,9	0,225	13,4	527,7	58,6	0	0	1,0	59,9
2043	4,6	1,2	16,7	361,2	94,1	0,228	12,0	539,7	62,1	0	0	0,8	60,7
2044	4,0	1,0	17,6	365,2	95,1	0,231	11,7	551,5	65,9	0	0	0,7	61,5
2045	3,6	0,9	19,2	368,8	96,0	0,233	11,9	563,4	69,8	0	0	0,6	62,1
2046	3,2	0,8	21,3	372,0	96,9	0,235	12,5	575,9	74,0	0	0	0,6	62,7
2047	2,9	0,8	24,4	375,0	97,6	0,237	13,5	589,4	78,5	0	0	0,5	63,2
2048	2,6	0,7	29,1	377,6	98,3	0,239	15,6	605,0	83,2	0	0	0,5	63,7
2049	2,4	0,6	36,9	380,0	98,9	0,240	19,9	625,0	88,1	0	0	0,4	64,1
2050	2,1	0,6	52,6	382,1	99,5	0,241	32,4	657,4	93,4	0	0	0,4	64,5
2051	1,9	0,5	100	384,0	100,0	0,243	50,9	708,3	96,2	0	0	0,3	64,8

## 4.2 Экономические показатели вариантов разработки

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

Технико-экономический анализ вариантов разработки выполнен на основании основных принципов экономической оценки инвестиционных проектов и соответствует требованиям действующих нормативных документов Республики Казахстан, а также общепринятой международной практике оценки эффективности проектов в нефтегазовой отрасли.

Для целей проведения технико-экономических расчётов разработана финансово-экономическая модель разработки месторождения, учитывающая принятую технологическую схему разработки, этапность вовлечения фонда скважин, условия функционирования недропользователя и действующую налоговую систему Республики Казахстан.

В расчётах отражены доходная часть проекта, эксплуатационные затраты, расходы периода, налоговые и иные обязательные платежи, отчисления в специальные фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации соответствующих вариантов разработки.

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

Все стоимостные показатели, применяемые в расчётах, приведены в текущих ценах. Индексация капитальных вложений и эксплуатационных затрат выполнена с учётом инфляции на уровне 4,0 % в год, индексация цен на готовую продукцию (нефть) принята на уровне 2,5 % в год, что соответствует умеренно-консервативному сценарию макроэкономических допущений.

При расчете нормативов принят начальный обменный курс, равный значению в 500 тенге/доллар США. Все стоимостные показатели, применяемые в расчётах, приведены в текущих ценах. Индексация капитальных вложений и эксплуатационных затрат выполнена с учётом инфляции на уровне 3,0 % в год, индексация цен на готовую продукцию (нефть) принята на уровне 2,5 % в год, что соответствует умеренно-консервативному сценарию макроэкономических допущений для доллара США.

За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году. Первым годом реализации проекта принят 2026 год.

В оценку экономической эффективности проекта включены обязательства недропользователя, предусмотренные законодательством Республики Казахстан и условиями недропользования.

Экономическая оценка Проекта разработки выполнена для трёх вариантов, отличающихся последовательностью технологических мероприятий, объёмом дополнительных геолого-технических работ и степенью вовлечения фонда скважин в разработку.

#### **Вариант 1 (базовый)**

Базовый вариант предусматривает разработку месторождения на естественном режиме истощения пластовой энергии с вовлечением существующего фонда скважин. В 2026 году предусматривается ввод в эксплуатацию 3 скважин из консервации № 2, 10, 17, а также ввод 1 скважины из наблюдательного фонда № 9.

Таким образом, проектный добывающий фонд по базовому варианту составляет 4 добывающие скважины. Дополнительное бурение новых эксплуатационных, оценочных и поисковых скважин, а также внедрение системы поддержания пластового давления по данному варианту не предусматриваются.

#### **Вариант 2 (рекомендуемый)**

Рекомендуемый вариант предусматривает систему разработки, аналогичную базовому варианту, с дополнительным расширением добывающего фонда за счет бурения новых эксплуатационных скважин, а также проведения оценочно-поисковых работ.

В 2026 году по данному варианту предусматривается ввод в эксплуатацию 3 скважин из консервации № 2, 10, 17, ввод 1 скважины из наблюдательного фонда № 9, а также бурение и ввод 7 новых эксплуатационных скважин № 19, 38, 39, 40, 41, 42, 43. Кроме того, в 2026 году предусматривается бурение 2 оценочных скважин № 51 и 52.

Бурение 1 поисковой скважины № 1R предусматривается в 2027 году.

Проектный добывающий фонд по рекомендуемому варианту составляет 11 добывающих скважин. Данный вариант обеспечивает увеличение добывающего фонда по сравнению с базовым вариантом за счет бурения новых эксплуатационных скважин и уточнения геологического строения месторождения по результатам оценочного и поискового бурения.

#### **Вариант 3 (альтернативный)**

Альтернативный вариант сформирован на основе рекомендуемого варианта и дополнительно предусматривает внедрение системы поддержания пластового давления путем перевода части добывающих скважин под нагнетание воды.

В 2026 году предусматривается ввод в эксплуатацию 3 скважин из консервации № 2, 10, 17, ввод 1 скважины из наблюдательного фонда № 9, бурение и ввод 7 эксплуатационных скважин № 19, 38, 39, 40, 41, 42, 43 а также бурение 2 оценочных скважин № 51 и 52.

В 2027 году предусматривается бурение 1 поисковой скважины № 1R, а также дополнительное бурение и ввод 4 эксплуатационных скважин № 30, 31, 32, 33.

В период 2031–2033 годов предусматривается перевод 3 добывающих скважин под нагнетание воды.

С учетом перевода части фонда под нагнетание воды проектный фонд по альтернативному варианту составляет 12 добывающих и 3 нагнетательные скважины. Данный вариант характеризуется более сложной технологической схемой разработки и повышенным уровнем капитальных и эксплуатационных затрат, связанных с созданием и обслуживанием системы поддержания пластового давления.

#### **Подход к оценке экономической эффективности**

Экономическая эффективность вариантов разработки оценивалась на основе следующих показателей:

- суммарный денежный поток проекта;
- дисконтированный денежный поток недропользователя;
- чистая приведённая стоимость (NPV);
- внутренняя норма доходности (IRR);
- индекс прибыльности инвестиций;
- срок окупаемости капитальных вложений.

В системе оценочных показателей также учтены:

- объём капитальных вложений;
- уровень эксплуатационных затрат на добычу нефти;
- влияние выбранной системы разработки на коэффициент нефтеизвлечения.

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта 2026 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. Для данного проекта ставка дисконта принята на уровне 15%.

Каждый из перечисленных показателей по отдельности не является достаточным для принятия решения о целесообразности реализации проекта. Окончательная оценка эффективности вариантов разработки выполнена на основе комплексного анализа всех полученных интегральных показателей.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

- корпоративный подоходный налог по ставке 20 % от налогооблагаемого дохода;
- социальный налог – 11 %.
- налог на имущество – 1,5 % от среднегодовой стоимости недвижимого имущества;
- налог на добычу полезных ископаемых – по шкале согласно НК в зависимости от объема годовой добычи;
- налог на сверхприбыль - по шкале согласно НК;
- обязательное социальное медицинское страхование – 5 %;
- налог на добавленную стоимость – 16 %;
- прочие налоги и платежи в бюджет – 1 %;

Результаты расчётов экономических показателей разработки месторождения Есжан по рекомендуемому варианту (Вариант 2) приведены в таблицах 4.2.1-4.2.8 экономического раздела Проекта разработки. По альтернативным вариантам разработки результаты расчётов представлены в табличных приложениях П4.2.9-4.2.24.

По совокупности технико-экономических и экономических показателей Вариант 2 характеризуется наилучшим соотношением между уровнем капитальных вложений, эксплуатационных затрат, объёмами добычи и достигаемым коэффициентом нефтеизвлечения, что позволяет рекомендовать данный вариант к реализации.

Таблица 4.2.1 – Расчет капитальных вложений. Вариант 2 (рекомендуемый)

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед.изм.	Кол-во	Стоимость	Стоимость	Распределение капитальных вложений																	
				ед-цы	всего	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
				тыс.долл.	тыс.долл.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
<b>I</b>	<b>СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)</b>																						
1	Бурение добывающих скважин	скв.	7	885,3	6 197,1	6 197	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Бурение оценочных скважин	скв.	2	1 188,0	2 376,0	2 376	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Бурение поисковых скважин	скв.	1	1 188,0	1 188,0	0	1 188	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Перевод скважин из других категорий	скв.	1	30,0	30,0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расконсервация скважин	скв.	3	30,0	90,0	90																	
6	Консервация скважин	скв.	4	20,0	80,0	0	0	0	0	0	20	0	0	20	0	0	20	0	0	0	0	0	20
	Итого строительство скважин				9 961	8 693	1 188	0	0	0	20	0	0	20	0	0	20	0	0	0	0	0	20
	<b>Итого строительство скважин с учетом инфляции</b>				<b>10 025</b>	<b>8 693</b>	<b>1 224</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>23</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>25</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>28</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>32</b>
<b>II</b>	<b>НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО</b>																						
	<b>Обустройство промысла</b>																						
1	Обустройство скважин	скв.	7	20,85	146	146,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Технологическая обвязка площадки скважины d=89 мм	комплект	11	12	132	132,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Дооснащение расконсервируемых и переводимых скважин	ед.	4	10	40	40,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Газосепаратор	ед.	11	35	385	385,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Устьевой нагреватель НУС-0,1 / УН-0,2	ед.	11	24,5	270	269,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Узел замера нефти и газа / КИП	ед.	11	15	165	165,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Газогенераторная установка 50–100 кВт	ед.	3	85	255	255,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Дренажная емкость 10-16 м3	ед.	11	25	275	275,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Накопительная ёмкость 50м3	ед.	11	70	770	770,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Насос НШ-40 с автналивным устройством	ед.	11	34	374	374,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Автомобильные дороги к новым скважинам	км	10,5	8,5	89	89,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Прочее	%	-	1%	29	29,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				2 930	2 930	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Итого надземное строительство с учетом инфляции</b>				<b>2 930</b>	<b>2 930</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
	Всего со строительством скважин без учета инфляции				12 891	11 623	1 188	0	0	0	20	0	0	20	0	0	20	0	0	0	0	0	20
	<b>Всего со строительством скважин с учетом инфляции</b>				<b>12 955</b>	<b>11 623</b>	<b>1 224</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>23</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>25</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>28</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>32</b>

## Продолжение таблицы 4.2.1

№	Наименование работ, объектов и затрат	Распределение капитальных вложений									
		18	19	20	21	22	23	24	25	26	
		2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	
1	2	24	25	26	27	28	29	30	31	32	
<b>I</b>	<b>СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)</b>										
1	Бурение добывающих скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	Бурение оценочных скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	Бурение поисковых скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	Перевод скважин из других категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5	Расконсервация скважин										
6	Консервация скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого строительство скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	<b>Итого строительство скважин с учетом инфляции</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
<b>II</b>	<b>НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО</b>										
	<b>Обустройство промысла</b>										
1	Обустройство скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	Технологическая обвязка площадки скважины d=89 мм	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	Дооснащение расконсервируемых и переводимых скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	Газосепаратор	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5	Устьевой нагреватель НУС-0,1 / УН-0,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	Узел замера нефти и газа / КИП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	Газогенераторная установка 50–100 кВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	Дренажная емкость 10-16 м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
9	Накопительная ёмкость 50м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
10	Насос НШ-40 с автоналивным устройством	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
11	Автомобильные дороги к новым скважинам	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
12	Прочее	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого надземное строительство	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	<b>Итого надземное строительство с учетом инфляции</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
	Всего со строительством скважин без учета инфляции	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	<b>Всего со строительством скважин с учетом инфляции</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	

Таблица 4.2.2 – Расчет дохода от продажи продукции с учетом инфляции. Вариант 2

Года	Объем добычи нефти	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС)
		Объем реализации нефти			Цена реализации нефти		
		всего	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок	
тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	\$/тонну	\$/тонну	тыс.\$	
2026	13,9	13,9	8,4	5,6	453,1	352,1	5 749,7
2027	42,4	42,4	25,4	17,0	464,4	360,9	17 942,3
2028	38,2	38,2	22,9	15,3	476,0	370,0	16 551,8
2029	34,4	34,4	20,6	13,7	487,9	379,2	15 269,0
2030	30,9	30,9	18,6	12,4	500,1	388,7	14 085,7
2031	25,3	25,3	15,2	10,1	512,6	398,4	11 812,7
2032	22,8	22,8	13,7	9,1	525,4	408,4	10 897,3
2033	20,5	20,5	12,3	8,2	538,5	418,6	10 052,7
2034	16,6	16,6	10,0	6,6	552,0	429,1	8 346,3
2035	14,9	14,9	9,0	6,0	565,8	439,8	7 699,4
2036	13,5	13,4	8,1	5,4	579,9	450,8	7 102,7
2037	10,8	10,8	6,5	4,3	594,4	462,0	5 824,2
2038	9,7	9,7	5,8	3,9	609,3	473,6	5 372,9
2039	8,7	8,7	5,2	3,5	624,5	485,4	4 956,5
2040	7,8	7,8	4,7	3,1	640,1	497,6	4 572,3
2041	7,1	7,1	4,2	2,8	656,2	510,0	4 218,0
2042	5,6	5,6	3,3	2,2	672,6	522,8	3 404,7
2043	4,6	4,6	2,7	1,8	689,4	535,8	2 861,7
2044	4,0	4,0	2,4	1,6	706,6	549,2	2 575,5
2045	3,6	3,6	2,2	1,4	724,3	563,0	2 375,9
2046	3,2	3,2	1,9	1,3	742,4	577,0	2 191,8
2047	2,9	2,9	1,8	1,2	760,9	591,5	2 021,9
2048	2,6	2,6	1,6	1,1	780,0	606,2	1 865,2
2049	2,4	2,4	1,4	0,9	799,5	621,4	1 720,6
2050	2,1	2,1	1,3	0,9	819,4	636,9	1 587,3
2051	1,9	1,9	1,1	0,8	839,9	652,9	1 464,3
Итого приб. период 2026-2051	350,5	350,3	210,2	140,1	627,5	487,7	172 522,2
Итого расчет. период 2026-2051	350,5	350,3	210,2	140,1	627,5	487,7	172 522,2

Таблица 4.2.3 – Расчет эксплуатационных расходов, относимых на себестоимость продукции, с учетом инфляции. Вариант 2

Года	Расходы, относимые на себестоимость продукции												Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Всего расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость одной тонны нефти
	Затраты на хим-реагенты	Арендные затраты	Производственные затраты	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	ФОТ ППП	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Затраты на ремонт скв.	Затраты на страхование	Затраты условно-постоянные зависящие от фонда скважин	Экологические расходы	Обучение казахстанских специалистов	Прочие расходы	НДПИ	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество			
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$			
2026	0,5	16,5	47,1	4,3	384,9	285,4	88,0	2,4	14,1	2,5	4,3	7,3	287,5	141,5	194,8	623,8	1481,0	106,2
2027	1,6	17,0	150,5	4,4	396,5	2334,5	90,6	2,5	14,5	7,9	8,5	30,2	897,1	145,7	261,9	1304,7	4363,4	102,8
2028	1,5	17,5	142,2	4,5	408,4	2260,0	93,4	2,5	14,9	7,3	30,5	31,1	827,6	150,0	231,8	1209,4	4223,3	110,6
2029	1,4	18,0	134,7	4,7	420,6	2034,0	96,2	2,6	15,4	6,8	29,8	32,0	763,5	154,5	197,0	1115,0	3911,1	113,8
2030	1,3	18,6	127,8	4,8	433,2	1830,6	99,0	2,7	15,8	6,3	27,7	33,0	704,3	159,1	167,5	1030,9	3631,6	117,4
2031	1,1	19,1	110,4	4,9	446,2	1497,7	92,7	2,8	14,8	5,3	25,7	34,0	590,6	163,9	142,5	897,1	3151,9	124,5
2032	1,0	19,7	105,1	5,1	459,6	1348,0	95,5	2,9	15,3	4,9	22,3	35,0	544,9	168,8	121,4	835,0	2949,4	129,5
2033	0,9	20,3	100,4	5,2	473,4	1213,2	98,4	3,0	15,7	4,5	20,9	36,0	502,6	173,8	103,2	779,6	2771,6	135,2
2034	0,8	20,9	86,5	5,4	487,6	982,7	91,2	3,0	14,6	3,8	19,7	37,1	417,3	179,0	87,9	684,2	2437,5	146,8
2035	0,7	21,5	83,1	5,6	502,2	884,4	93,9	3,1	15,0	3,5	17,3	38,2	385,0	184,4	74,9	644,3	2313,0	154,7
2036	0,7	22,2	80,1	5,7	517,3	796,0	96,8	3,2	15,5	3,3	16,5	39,4	355,1	189,9	63,7	608,7	2205,3	163,9
2037	0,6	22,8	68,9	5,9	532,8	636,8	88,6	3,3	14,2	2,7	15,8	40,6	291,2	195,6	54,3	541,1	1974,0	183,4
2038	0,5	23,5	67,0	6,1	548,8	573,1	91,2	3,4	14,6	2,5	14,2	41,8	268,6	201,4	46,4	516,5	1903,2	196,5
2039	0,5	24,2	65,5	6,3	565,3	515,8	94,0	3,5	15,0	2,3	13,7	43,0	247,8	207,4	39,5	494,7	1843,9	211,5
2040	0,5	25,0	64,5	6,4	582,2	464,2	96,8	3,6	15,5	2,1	13,4	44,3	228,6	213,6	33,5	475,8	1794,3	228,7
2041	0,5	25,7	64,0	6,6	599,7	417,8	99,7	3,7	16,0	2,0	13,1	45,6	210,9	220,0	28,5	459,4	1753,8	248,4
2042	0,4	26,5	56,1	6,8	308,8	329,0	89,9	3,9	14,4	1,6	12,8	23,5	170,2	113,6	24,5	308,3	1182,0	212,6
2043	0,4	27,3	51,8	7,0	318,1	269,8	92,6	4,0	14,8	1,4	8,6	24,2	143,1	117,0	21,1	281,2	1101,0	241,5
2044	0,3	28,1	51,9	7,3	327,6	236,9	95,3	4,1	15,3	1,2	8,1	24,9	128,8	120,5	17,9	267,2	1068,3	266,8
2045	0,3	28,9	54,4	7,5	337,5	213,2	98,2	4,2	15,7	1,1	7,9	25,7	118,8	124,1	15,2	258,1	1052,9	292,2
2046	0,4	29,8	58,6	7,7	347,6	191,9	101,1	4,3	16,2	1,1	7,9	26,5	109,6	127,8	12,9	250,3	1043,3	321,7
2047	0,4	30,7	65,5	7,9	358,0	172,7	104,2	4,5	16,7	1,0	7,9	27,3	101,1	131,6	11,0	243,7	1040,4	356,5
2048	0,5	31,6	77,7	8,2	368,8	155,4	107,3	4,6	17,2	0,9	7,9	28,1	93,3	135,6	9,4	238,2	1046,2	398,3
2049	0,6	32,6	102,4	8,4	379,8	139,9	110,5	4,7	17,7	0,8	8,0	28,9	86,0	139,6	7,9	233,6	1067,9	451,7
2050	0,9	33,5	137,1	8,7	313,0	125,9	113,8	4,9	18,2	0,8	8,3	29,8	79,4	115,2	6,8	201,3	996,1	468,2
2051	1,5	34,5	166,4	8,9	241,8	113,3	117,3	5,0	18,8	0,7	7,9	23,3	73,2	89,1	5,7	168,1	907,4	473,8
Итого приб. период 2026-2051	19,6	636,1	2 319,8	164,2	11 059,6	20 021,8	2 536,3	92,5	405,8	78,2	378,6	830,8	8 626,1	4 063,0	1 981,3	14 670,4	53 213,8	229,1
Итого расчет. период 2026-2051	19,6	636,1	2 319,8	164,2	11 059,6	20 021,8	2 536,3	92,5	405,8	78,2	378,6	830,8	8 626,1	4 063,0	1 981,3	14 670,4	53 213,8	229,1

Таблица 4.2.4 – Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода, с учетом инфляции. Вариант 2

Года	Расходы периода							Расходы по реализации			Налоги и отчисления		Итого расходы периода
	Общедм.-ные расходы	ФОТ АУП	Затраты на персонал	Услуги, выполненные сторонними организациями	Расходы на развитие социальной сферы и инфраструктуры	Затраты на НИОКР	Отчисления в фонд ликвидации	Экспортно-таможенная пошлина	Расходы на транспорт нефти	Рентный налог	Налоги и платежи, зависящие от ФОТ АУП	Прочие налоги и отчисления в Бюджет	
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	
2026	21,4	48,0	0,2	8,2	12,8	40,2	15,8	459,8	270,4	0,0	18,2	0,4	895,4
2027	22,0	49,4	0,2	8,4	25,6	57,5	48,1	459,8	847,9	416,6	18,7	0,4	1 954,8
2028	22,7	50,9	0,2	8,6	91,5	179,4	43,3	1 527,0	786,0	1 654,6	19,3	0,7	4 384,3
2029	23,4	52,5	0,2	8,9	89,5	165,5	39,0	1 374,3	728,7	1 526,3	19,8	0,7	4 028,8
2030	24,1	54,0	0,2	9,2	83,0	152,7	35,1	1 236,9	675,5	1 408,0	20,4	0,7	3 699,7
2031	24,8	55,6	0,2	9,4	77,2	140,9	28,7	1 205,9	569,2	1 298,9	21,0	0,7	3 432,7
2032	25,6	57,3	0,2	9,7	66,9	118,1	25,8	986,7	527,7	1 089,3	21,6	0,6	2 929,6
2033	26,3	59,0	0,2	10,0	62,8	109,0	23,3	888,0	489,2	1 004,9	22,3	0,6	2 695,6
2034	27,1	60,8	0,3	10,3	59,1	100,5	18,8	860,7	408,1	1 059,4	22,9	0,6	2 628,8
2035	27,9	62,6	0,3	10,6	52,0	83,5	17,0	697,2	378,3	879,6	23,6	0,6	2 233,1
2036	28,8	64,5	0,3	11,0	49,5	77,0	15,3	627,4	350,7	811,4	24,3	0,6	2 060,7
2037	29,6	66,4	0,3	11,3	47,4	71,0	12,2	605,0	289,0	748,5	25,0	0,6	1 906,4
2038	30,5	68,4	0,3	11,6	42,5	58,2	11,0	484,0	267,9	613,8	25,7	0,6	1 614,6
2039	31,4	70,5	0,3	12,0	41,2	53,7	9,9	464,7	248,3	601,6	26,4	0,6	1 560,7
2040	32,4	72,6	0,3	12,3	40,1	49,6	8,9	418,2	230,2	555,0	27,2	0,6	1 447,4
2041	33,3	74,8	0,3	12,7	39,2	45,7	8,0	376,4	213,4	512,0	28,0	0,6	1 344,4
2042	34,3	77,0	0,3	13,1	38,4	42,2	6,3	359,9	173,1	472,3	28,8	0,7	1 246,5
2043	35,4	79,3	0,3	13,5	25,8	34,0	5,2	283,4	146,2	381,2	29,7	0,6	1 034,7
2044	36,4	81,7	0,3	13,9	24,3	28,6	4,5	246,1	132,2	358,1	30,6	0,6	957,5
2045	37,5	84,2	0,4	14,3	23,8	25,8	4,1	216,1	122,6	322,3	31,4	0,6	883,0
2046	38,7	86,7	0,4	14,7	23,6	23,8	3,7	205,3	113,6	297,3	32,4	0,7	840,7
2047	39,8	89,3	0,4	15,2	23,6	21,9	3,3	184,7	105,3	274,3	33,3	0,7	791,8
2048	41,0	92,0	0,4	15,6	23,7	20,2	3,0	175,0	97,6	279,7	34,3	0,7	783,2
2049	42,2	94,7	0,4	16,1	24,0	18,7	2,7	157,5	90,5	258,0	35,3	0,7	740,8
2050	21,8	97,6	0,4	16,6	24,8	17,2	2,4	163,0	83,9	238,0	36,4	0,6	702,6
2051	22,4	100,5	0,4	17,1	23,6	15,9	2,2	146,7	77,8	219,6	37,4	0,7	664,2
Итого приб. период 2026-2051	780,9	1 850,5	7,7	314,2	1 135,8	1 750,8	397,6	14 809,6	8 423,2	17 281,0	694,1	16,4	47 461,8
Итого расчет. период 2026-2051	780,9	1 850,5	7,7	314,2	1 135,8	1 750,8	397,6	14 809,6	8 423,2	17 281,0	694,1	16,4	47 461,8

Таблица 4.2.5 – Расчет налогооблагаемого дохода, 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 и расходы периода), приходящиеся на 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
	тыс.\$	\$/тонну	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2026	2 376,4	170,5	3 373,3	1 948,0	4 039,0	1 710,7
2027	6 318,1	148,9	11 624,1	2 619,3	6 602,9	11 339,3
2028	8 607,6	225,3	7 944,2	2 318,2	8 665,8	7 886,0
2029	7 939,9	231,0	7 329,1	1 970,4	7 876,4	7 392,6
2030	7 331,3	237,0	6 754,3	1 674,9	7 175,7	6 910,0
2031	6 584,6	260,1	5 228,2	1 423,6	6 510,5	5 302,3
2032	5 879,0	258,0	5 018,3	1 213,6	5 744,6	5 152,7
2033	5 467,2	266,6	4 585,5	1 031,5	5 285,6	4 767,2
2034	5 066,3	305,0	3 280,0	876,8	4 960,4	3 385,8
2035	4 546,1	304,1	3 153,3	749,1	4 410,8	3 288,6
2036	4 266,0	317,1	2 836,7	636,7	4 106,7	2 996,0
2037	3 880,4	360,6	1 943,8	541,2	3 784,9	2 039,3
2038	3 517,8	363,2	1 855,0	464,2	3 408,9	1 963,9
2039	3 404,6	390,5	1 551,9	394,6	3 283,3	1 673,1
2040	3 241,7	413,2	1 330,6	335,4	3 112,9	1 459,4
2041	3 098,2	438,8	1 119,8	285,1	2 965,5	1 252,5
2042	2 428,5	436,7	976,2	242,3	2 341,8	1 062,9
2043	2 135,7	468,4	725,9	210,8	2 076,7	784,9
2044	2 025,8	506,0	549,7	179,2	1 968,0	607,4
2045	1 935,9	537,3	440,0	152,3	1 875,0	500,9
2046	1 884,0	581,0	307,7	129,4	1 821,6	370,1
2047	1 832,1	627,7	189,8	110,0	1 769,5	252,4
2048	1 829,4	696,4	35,8	93,5	1 767,5	97,7
2049	1 808,7	765,1	-88,1	79,5	1 748,3	0,0
2050	1 698,8	798,4	-111,5	67,6	1 640,4	0,0
2051	1 571,5	820,7	-107,3	57,4	1 515,7	0,0
Итого приб. период 2026-2051	100 675,6	420,3	71 846,6	19 804,7	100 458,5	72 196,0
Итого расчет. период 2026-2051	100 675,6	420,3	71 846,6	19 804,7	100 458,5	72 196,0

Таблица 4.2.6 – Расчет налогов и отчислений в бюджет Государства, с учетом инфляции. Вариант 2

Года	НДПИ	Рентный налог	Корпоративный подходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог на имущество	Отчисления в фонд государственного социального и медицинского страхования	Подоходный налог с физических лиц	Экспортная таможенная пошлина	Прочие налоги	Итого
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2026	287,5	0,0	342,1	52,0	194,8	55,1	49,2	459,8	0,4	1 440,9
2027	897,1	416,6	2 267,9	1 076,0	261,9	56,7	50,7	459,8	0,4	5 487,1
2028	827,6	1 654,6	1 577,2	600,6	231,8	58,4	52,2	1 527,0	0,7	6 726,3
2029	763,5	1 526,3	1 478,5	572,0	197,0	60,1	53,8	1 374,3	0,7	6 901,1
2030	704,3	1 408,0	1 382,0	541,4	167,5	61,9	55,4	1 236,9	0,7	7 054,7
2031	590,6	1 298,9	1 060,5	379,1	142,5	63,7	57,1	1 205,9	0,7	6 807,8
2032	544,9	1 089,3	1 030,5	389,5	121,4	65,6	58,8	986,7	0,6	6 767,7
2033	502,6	1 004,9	953,4	361,4	103,2	67,6	60,6	888,0	0,6	6 853,4
2034	417,3	1 059,4	677,2	212,9	87,9	69,6	62,4	860,7	0,6	6 707,1
2035	385,0	879,6	657,7	221,6	74,9	71,6	64,3	697,2	0,6	6 631,6
2036	355,1	811,4	599,2	198,7	63,7	73,7	66,2	627,4	0,6	6 666,0
2037	291,2	748,5	407,9	99,4	54,3	75,9	68,2	605,0	0,6	6 449,3
2038	268,6	613,8	392,8	104,2	46,4	78,2	70,2	484,0	0,6	6 366,8
2039	247,8	601,6	334,6	75,1	39,5	80,5	72,3	464,7	0,6	6 413,3
2040	228,6	555,0	291,9	56,5	33,5	82,9	74,5	418,2	0,6	6 407,6
2041	210,9	512,0	250,5	37,8	28,5	85,4	76,8	376,4	0,6	6 395,7
2042	170,2	472,3	212,6	38,4	24,5	49,2	43,9	359,9	0,7	6 302,7
2043	143,1	381,2	157,0	15,8	21,1	50,6	45,2	283,4	0,6	6 122,6
2044	128,8	358,1	121,5	0,0	17,9	52,1	46,5	246,1	0,6	6 075,0
2045	118,8	322,3	100,2	0,0	15,2	53,7	47,9	216,1	0,6	6 045,9
2046	109,6	297,3	74,0	0,0	12,9	55,3	49,4	205,3	0,7	6 032,6
2047	101,1	274,3	50,5	0,0	11,0	56,9	50,9	184,7	0,7	6 004,8
2048	93,3	279,7	19,5	0,0	9,4	58,6	52,4	175,0	0,7	5 999,2
2049	86,0	258,0	0,0	0,0	7,9	60,3	54,0	157,5	0,7	5 958,9
2050	79,4	238,0	0,0	0,0	6,8	52,3	46,7	163,0	0,6	5 934,1
2051	73,2	219,6	0,0	0,0	5,7	43,7	38,9	146,7	0,7	5 878,4
Итого приб. период 2026- 2051	8 626,1	17 281,0	14 439,2	5 032,3	1 981,3	1 639,6	1 468,5	14 809,6	16,4	160 430,5
Итого расчет. период 2026- 2051	8 626,1	17 281,0	14 439,2	5 032,3	1 981,3	1 639,6	1 468,5	14 809,6	16,4	160 430,5

Таблица 4.2.7 – Расчет чистой прибыли, с учетом инфляции. Вариант 2

Года	Капитальные вложения	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после налога на сверхприбыль
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2026	11 622,8	1 710,7	1 710,7	342,1	3 031,2	52,0	2 979,1
2027	1 223,6	11 339,3	11 339,3	2 267,9	9 356,3	1 076,0	8 280,3
2028	0,0	7 886,0	7 886,0	1 577,2	6 367,0	600,6	5 766,4
2029	0,0	7 392,6	7 392,6	1 478,5	5 850,6	572,0	5 278,5
2030	0,0	6 910,0	6 910,0	1 382,0	5 372,3	541,4	4 830,9
2031	23,2	5 302,3	5 302,3	1 060,5	4 167,7	379,1	3 788,7
2032	0,0	5 152,7	5 152,7	1 030,5	3 987,8	389,5	3 598,3
2033	0,0	4 767,2	4 767,2	953,4	3 632,1	361,4	3 270,7
2034	25,3	3 385,8	3 385,8	677,2	2 602,8	212,9	2 389,9
2035	0,0	3 288,6	3 288,6	657,7	2 495,6	221,6	2 274,0
2036	0,0	2 996,0	2 996,0	599,2	2 237,6	198,7	2 038,9
2037	27,7	2 039,3	2 039,3	407,9	1 535,9	99,4	1 436,6
2038	0,0	1 963,9	1 963,9	392,8	1 462,2	104,2	1 358,0
2039	0,0	1 673,1	1 673,1	334,6	1 217,3	75,1	1 142,2
2040	0,0	1 459,4	1 459,4	291,9	1 038,7	56,5	982,3
2041	0,0	1 252,5	1 252,5	250,5	869,3	37,8	831,5
2042	32,1	1 062,9	1 062,9	212,6	763,6	38,4	725,2
2043	0,0	784,9	784,9	157,0	568,9	15,8	553,2
2044	0,0	607,4	607,4	121,5	428,2	0,0	428,2
2045	0,0	500,9	500,9	100,2	339,8	0,0	339,8
2046	0,0	370,1	370,1	74,0	233,7	0,0	233,7
2047	0,0	252,4	252,4	50,5	139,3	0,0	139,3
2048	0,0	97,7	97,7	19,5	16,3	0,0	16,3
2049	0,0	0,0	0,0	0,0	-88,1	0,0	-88,1
2050	0,0	0,0	0,0	0,0	-111,5	0,0	-111,5
2051	0,0	0,0	0,0	0,0	-107,3	0,0	-107,3
Итого приб. период 2026-2051	12 954,7	72 196,0	72 196,0	14 439,2	57 407,4	5 032,3	52 375,0
Итого расчет. период 2026-2051	12 954,7	72 196,0	72 196,0	14 439,2	57 407,4	5 032,3	52 375,0

Таблица 4.2.8 – Расчет потоков денежной наличности, с учетом инфляции. Вариант 2

Года	Капитальные вложения (без учета НДС)	Эксплуатационные затраты без амортизационных отчислений	Амортизация	Себестоимость 1 тонны нефти	Валовый доход	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	В.Н.П. (MIRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) (дисконт 15%)	Срок окупаемости (дисконт 15%)
	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	долл./тону	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	лет
2026	11 622,81	1 195,65	285,39	106,24	5 749,70	3 373,30	1 948,02	1 710,67	342,13	2 979,14	-8 358,28	-8 358,28	n/a	-8 358,28	1,00
2027	1 223,64	2 028,87	2 334,50	102,81	17 942,29	11 624,14	2 619,30	11 339,35	2 267,87	8 280,27	9 391,13	1 032,85	0,12	-192,08	1,00
2028	0,00	1 963,29	2 259,96	110,57	16 551,76	7 944,21	2 318,18	7 886,00	1 577,20	5 766,37	8 026,33	9 059,18	0,50	5 876,98	0,00
2029	0,00	1 877,16	2 033,97	113,77	15 269,00	7 329,10	1 970,45	7 392,61	1 478,52	5 278,55	7 312,52	16 371,70	0,51	10 685,08	0,00
2030	0,00	1 801,03	1 830,57	117,38	14 085,65	6 754,31	1 674,88	6 910,00	1 382,00	4 830,87	6 661,44	23 033,13	0,48	14 493,78	0,00
2031	23,19	1 654,16	1 497,74	124,51	11 812,74	5 228,19	1 423,65	5 302,28	1 060,46	3 788,67	5 263,23	28 296,36	0,44	17 110,53	0,00
2032	0,00	1 601,39	1 347,96	129,46	10 897,25	5 018,28	1 213,58	5 152,67	1 030,53	3 598,28	4 946,25	33 242,61	0,40	19 248,93	0,00
2033	0,00	1 558,45	1 213,17	135,17	10 052,72	4 585,53	1 031,54	4 767,16	953,43	3 270,71	4 483,88	37 726,49	0,38	20 934,59	0,00
2034	25,34	1 454,86	982,67	146,76	8 346,27	3 279,99	876,81	3 385,84	677,17	2 389,88	3 347,21	41 073,70	0,35	22 028,79	0,00
2035	0,00	1 428,58	884,40	154,74	7 699,43	3 153,32	749,09	3 288,63	657,73	2 274,01	3 158,41	44 232,10	0,33	22 926,61	0,00
2036	0,00	1 409,29	795,96	163,92	7 102,73	2 836,75	636,73	2 995,98	599,20	2 038,89	2 834,85	47 066,95	0,32	23 627,34	0,00
2037	27,68	1 337,27	636,77	183,42	5 824,24	1 943,80	541,22	2 039,35	407,87	1 436,57	2 045,65	49 112,60	0,30	24 067,04	0,00
2038	0,00	1 330,13	573,09	196,49	5 372,86	1 855,02	464,19	1 963,92	392,78	1 357,99	1 931,08	51 043,68	0,29	24 427,97	0,00
2039	0,00	1 328,12	515,78	211,52	4 956,46	1 551,90	394,56	1 673,13	334,63	1 142,22	1 658,00	52 701,68	0,28	24 697,44	0,00
2040	0,00	1 330,14	464,20	228,70	4 572,33	1 330,61	335,38	1 459,44	291,89	982,27	1 446,47	54 148,15	0,27	24 901,87	0,00
2041	0,00	1 336,00	417,78	248,37	4 217,98	1 119,76	285,07	1 252,47	250,49	831,47	1 249,26	55 397,41	0,26	25 055,40	0,00
2042	32,09	852,98	329,00	212,56	3 404,70	976,23	242,31	1 062,92	212,58	725,23	1 022,14	56 419,56	0,25	25 164,63	0,00
2043	0,00	831,22	269,78	241,46	2 861,65	725,93	210,78	784,93	156,99	553,17	822,95	57 242,51	n/a	25 241,10	0,00
2044	0,00	831,41	236,88	266,83	2 575,49	549,72	179,16	607,44	121,49	428,23	665,12	57 907,62	0,24	25 294,85	0,00
2045	0,00	839,67	213,19	292,19	2 375,89	440,01	152,29	500,92	100,18	339,83	553,02	58 460,65	0,24	25 333,71	0,00
2046	0,00	851,44	191,88	321,72	2 191,75	307,72	129,44	370,15	74,03	233,69	425,56	58 886,21	0,23	25 359,71	0,00
2047	0,00	867,67	172,69	356,45	2 021,89	189,76	110,03	252,42	50,48	139,27	311,96	59 198,17	0,23	25 376,28	0,00
2048	0,00	890,81	155,42	398,29	1 865,20	35,81	93,52	97,71	19,54	16,27	171,69	59 369,86	0,23	25 384,22	0,00
2049	0,00	928,02	139,88	451,71	1 720,64	-88,09	79,49	0,00	0,00	-88,09	51,79	59 421,65	0,22	25 386,30	0,00
2050	0,00	870,23	125,89	468,16	1 587,29	-111,46	67,57	0,00	0,00	-111,46	14,43	59 436,08	0,22	25 386,80	0,00
2051	0,00	794,08	113,30	473,84	1 464,28	-107,27	57,43	0,00	0,00	-107,27	6,03	59 442,11	0,22	25 386,98	0,00
Итого приб. период 2026-2051	12 954,7	33 191,9	20 021,8	5 957,1	172 522,2	71 846,6	19 804,7	72 196,0	14 439,2	52 375,0	59 442,1	59 442,1	21,6%	25 387,0	2,0
Итого расчет. период 2026-2051	12 954,7	33 191,9	20 021,8	5 957,1	172 522,2	71 846,6	19 804,7	72 196,0	14 439,2	52 375,0	59 442,1	59 442,1	21,6%	25 386,98	2,0

### 4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

Значения расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН), полученные по результатам моделирования разработки месторождения Есжан, приведены в таблице 4.3.1 и рассчитаны для рентабельных периодов по каждому из рассмотренных вариантов разработки.

Сравнительный анализ показывает, что варианты разработки характеризуются различной степенью вовлечения запасов нефти в разработку, различным уровнем годовой добычи, суммарной добычи нефти и газа, а также разными значениями достигаемого коэффициента нефтеизвлечения.

По Варианту 1 разработка месторождения осуществляется наименее интенсивным способом, преимущественно за счет существующего фонда скважин и ввода отдельных скважин из консервации и наблюдательного фонда. Рентабельный период по данному варианту составляет 2026–2049 годы. Полка годовой добычи нефти составляет 6,24 тыс. тонн, суммарная добыча нефти за проектно-рентабельный период — 88,12 тыс. тонн, суммарная добыча газа — 15,86 млн м<sup>3</sup>. Накопленная добыча нефти с начала разработки составляет 121,6 тыс. тонн, при этом расчетный КИН достигает 0,0768 доли ед. Низкое значение КИН обусловлено ограниченным фондом добывающих скважин и отсутствием существенного расширения системы разработки.

По Варианту 2 предусматривается более активное вовлечение запасов в разработку за счет расширения добывающего фонда, бурения новых эксплуатационных скважин и проведения оценочно-поисковых работ. Рентабельный период по данному варианту составляет 2026–2051 годы. Полка годовой добычи нефти достигает 42,44 тыс. тонн, суммарная добыча нефти за проектно-рентабельный период составляет 350,50 тыс. тонн, суммарная добыча газа — 63,09 млн м<sup>3</sup>. Накопленная добыча нефти с начала разработки составляет 384,0 тыс. тонн, а расчетный КИН достигает 0,2426 доли ед. Данный вариант обеспечивает максимальный коэффициент извлечения нефти среди рассмотренных вариантов, что свидетельствует о наиболее эффективном вовлечении запасов в разработку в пределах рентабельного периода.

По Варианту 3 предусматривается дальнейшая интенсификация разработки, включая дополнительное бурение эксплуатационных скважин и перевод части фонда под нагнетание воды для поддержания пластового давления. Рентабельный период по данному варианту составляет 2026–2042 годы. Полка годовой добычи нефти является наибольшей среди вариантов и составляет 45,01 тыс. тонн. При этом суммарная добыча нефти за проектно-рентабельный период составляет 342,35 тыс. тонн, суммарная добыча газа —

61,62 млн м<sup>3</sup>, накопленная добыча нефти с начала разработки — 375,9 тыс. тонн. Расчетный КИН по варианту 3 составляет 0,2374 доли ед.

Несмотря на более высокую полку годовой добычи по Варианту 3, его расчетный КИН за рентабельный период ниже, чем по Варианту 2. Это связано с более коротким рентабельным периодом, повышенными капитальными и эксплуатационными затратами на создание и обслуживание системы поддержания пластового давления, а также отсутствием пропорционального прироста суммарной добычи нефти относительно варианта 2.

Таким образом, результаты анализа расчетных коэффициентов извлечения нефти показывают, что Вариант 1 обеспечивает минимальное вовлечение запасов в разработку и характеризуется наименьшим значением КИН — 0,0768 доли ед. Варианты 2 и 3 обеспечивают существенно более высокий уровень нефтеизвлечения, однако максимальное значение КИН достигается по Варианту 2 — 0,2426 доли ед. против 0,2374 доли ед. по Варианту 3.

Достигнутые значения коэффициента нефтеизвлечения отражают принятый уровень технологических решений, интенсивность вовлечения фонда скважин и продолжительность рентабельного периода по каждому варианту. При этом увеличение технологической сложности разработки в Варианте 3 не обеспечивает дополнительного прироста КИН по сравнению с Вариантом 2.

Следует отметить, что представленные значения КИН получены на основе расчетных моделей и принятых допущений по состоянию фонда скважин, эффективности бурения новых скважин, параметрам эксплуатации залежи и возможностям поддержания пластового давления. Фактические значения коэффициента нефтеизвлечения в процессе реализации проекта могут уточняться по мере накопления промысловой информации, результатов эксплуатации новых скважин и проведения дополнительных геолого-технических мероприятий.

С учетом достигнутых значений КИН, суммарной добычи нефти и газа, а также продолжительности рентабельного периода, Вариант 2 является наиболее сбалансированным с технологической точки зрения. Данный вариант обеспечивает максимальный расчетный коэффициент извлечения нефти при меньшей технологической сложности по сравнению с вариантом, предусматривающим систему поддержания пластового давления, и может быть принят в качестве рекомендуемого варианта разработки месторождения Есжан.

**Таблица 4.3.1 – Значения расчетных коэффициентов извлечения нефти**

№ п/п	Наименование показателей	Рентабельный период		
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Проектный период	2026–2049	2026–2051	2026–2042
2	Полка годовой добыча нефти, тыс.т	6,24	42,44	45,01
3	Суммарная добыча нефти за проектно-рентабельный период, тыс. тонн	88,12	350,50	342,35
4	Суммарная добыча газа проектно-рентабельный период, млн. м <sup>3</sup>	15,86	63,09	61,62
5	Накопленная добыча нефти с начала разработки, млн.т	121,6	384,0	375,9
6	КИН, доли ед.	<b>0,0768</b>	<b>0,2426</b>	<b>0,2374</b>

## 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

Экономическая оценка эффективности разработки месторождения выполнена по трем вариантам, рассмотренным в технологических разделах Проекта разработки. Варианты отличаются системой разработки, объемом вовлечения фонда скважин, уровнем капитальных вложений, эксплуатационных затрат и сроками получения экономического эффекта.

Оценка экономической эффективности выполнена в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан и общепринятой практикой оценки инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли. Для анализа использована система показателей, позволяющая оценить производственную, инвестиционную и фискальную эффективность каждого варианта разработки.

В качестве основных показателей технико-экономической оценки применялись:

- суммарная добыча нефти и газа;
- суммарная продажа нефти;
- выручка от реализации товарной продукции;
- эксплуатационные затраты;
- капитальные вложения;
- налогооблагаемая балансовая прибыль;
- корпоративный подоходный налог;
- налог на сверхприбыль;
- чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке дисконтирования 15%;
- внутренняя норма прибыли (IRR);
- дисконтированный срок окупаемости;
- накопленная чистая прибыль;
- суммарные выплаты государству в виде налогов;
- коэффициент извлечения нефти (КИН).

Расчеты выполнены по расчетному и прибыльному периодам реализации проекта. Сравнение вариантов производится по рентабельному (прибыльному) периоду. Рентабельный (прибыльный) период разработки принимается период получения положительных значений текущего годового потока денежной наличности.

Расчетный период по варианту 1 принят с 2026 по 2060 год, по варианту 2 — с 2026 по 2051 год, по варианту 3 — с 2026 по 2046 год.

При принятых нормативных допущениях по уровню затрат, цен реализации и капитальных вложений, прибыльные периоды составляют:

- по варианту 1 — 24 лет (2026–2049),
- по варианту 2 — 26 лет (2026–2051),
- по варианту 3 — 17 лет (2026–2042),

Сравнение основных технико-экономических показателей вариантов разработки месторождения Есжан приведено в таблице 5.1.

### **Производственные показатели и добыча углеводородов**

Суммарная добыча нефти за прибыльный период разработки по рассматриваемым вариантам составляет:

- по варианту 1 — 88,12 тыс. тонн;
- по варианту 2 — 350,50 тыс. тонн;
- по варианту 3 — 342,35 тыс. тонн.

Суммарная добыча жидкости за прибыльный период составляет:

- по варианту 1 — 242,92 тыс. тонн;
- по варианту 2 — 673,21 тыс. тонн;
- по варианту 3 — 1385,01 тыс. тонн.

Суммарная добыча газа за прибыльный период составляет:

- по варианту 1 — 15,86 млн м<sup>3</sup>;
- по варианту 2 — 63,09 млн м<sup>3</sup>;
- по варианту 3 — 61,62 млн м<sup>3</sup>.

Суммарная продажа нефти за прибыльный период составляет:

- по варианту 1 — 88,07 тыс. тонн;
- по варианту 2 — 350,30 тыс. тонн;
- по варианту 3 — 342,16 тыс. тонн.

Анализ производственных показателей показывает, что вариант 1 обеспечивает минимальные объемы добычи нефти, жидкости и газа, что обусловлено разработкой месторождения преимущественно на базе существующего фонда скважин без существенного расширения добывающей базы.

Вариант 2 обеспечивает наибольший объем добычи нефти за прибыльный период — 350,50 тыс. тонн, а также максимальный объем реализации нефти — 350,30 тыс. тонн. Рост добычи по сравнению с вариантом 1 связан с бурением и вводом новых эксплуатационных скважин, а также расширением действующего добывающего фонда.

Вариант 3 характеризуется наибольшим объемом добычи жидкости — 1 385,01 тыс. тонн, что связано с внедрением системы поддержания пластового давления и увеличением объемов попутно добываемой воды. При этом суммарная добыча нефти по варианту 3 составляет 342,35 тыс. тонн, что ниже показателя варианта 2. Это свидетельствует о том, что увеличение добычи жидкости в варианте 3 не сопровождается пропорциональным приростом добычи нефти.

Таким образом, вариант 2 обеспечивает наиболее высокий объем добычи и реализации нефти при более сбалансированном уровне добычи жидкости. Вариант 3, несмотря на рост общего объема добываемой жидкости, не обеспечивает дополнительного прироста нефти относительно варианта 2, что снижает его экономическую привлекательность с учетом дополнительных затрат на систему поддержания пластового давления и обращение с увеличенными объемами жидкости.

### **Выручка, затраты и капитальные вложения**

Суммарная выручка от реализации товарной продукции за прибыльный период составляет:

- по варианту 1 — 46,68 млн долл. США;
- по варианту 2 — 172,52 млн долл. США;
- по варианту 3 — 161,37 млн долл. США.

Наибольшая выручка формируется по варианту 2, что обусловлено максимальным объемом реализации нефти за прибыльный период. Вариант 3, несмотря на сопоставимую технологическую основу, формирует меньшую выручку за прибыльный период в связи с сокращением прибыльного периода и меньшим объемом реализации нефти.

Эксплуатационные затраты за прибыльный период составляют:

- по варианту 1 — 28,03 млн долл. США;
- по варианту 2 — 53,21 млн долл. США;
- по варианту 3 — 56,34 млн долл. США.

Капитальные вложения без НДС составляют:

- по варианту 1 — 0,61 млн долл. США;
- по варианту 2 — 12,95 млн долл. США;
- по варианту 3 — 24,11 млн долл. США.

Вариант 1 требует минимального объема капитальных вложений, однако не обеспечивает достаточного уровня добычи, выручки и бюджетной эффективности. Вариант 3 требует наибольшего объема капитальных вложений, что связано с более сложной технологической схемой разработки и внедрением системы поддержания пластового

давления. При этом дополнительный объем инвестиций по варианту 3 не обеспечивает пропорционального прироста добычи и выручки по сравнению с вариантом 2.

Средние общие затраты на одну тонну продукции за прибыльный период составляют:

- по варианту 1 — 539,83 долл. США/тонну;
- по варианту 2 — 420,29 долл. США/тонну;
- по варианту 3 — 372,22 долл. США/тонну.

Несмотря на более низкий удельный показатель затрат по варианту 3 за прибыльный период, данный вариант требует существенно большего объема капитальных вложений и формирует меньшие суммарные выплаты государству и меньшую NPV по сравнению с вариантом 2.

### **Налоговые показатели и бюджетная эффективность**

Налогооблагаемая балансовая прибыль составляет:

- по варианту 1 — 3,48 млн долл. США;
- по варианту 2 — 72,20 млн долл. США;
- по варианту 3 — 60,24 млн долл. США.

Корпоративный подоходный налог составляет:

- по варианту 1 — 0,70 млн долл. США;
- по варианту 2 — 14,44 млн долл. США;
- по варианту 3 — 12,05 млн долл. США.

Налог на сверхприбыль составляет:

- по варианту 1 — 0,00 млн долл. США;
- по варианту 2 — 5,03 млн долл. США;
- по варианту 3 — 3,97 млн долл. США.

Суммарные выплаты государству в виде налогов за прибыльный период составляют:

- по варианту 1 — 34,54 млн долл. США;
- по варианту 2 — 160,43 млн долл. США;
- по варианту 3 — 89,80 млн долл. США.

С точки зрения фискальной эффективности вариант 2 является наиболее предпочтительным, поскольку обеспечивает максимальный объем поступлений государству за прибыльный период. При сравнении вариантов следует учитывать различную продолжительность прибыльного периода: по варианту 2 он продолжается до 2051 года, тогда как по варианту 3 — до 2042 года. Соответственно, меньший объем налоговых поступлений по варианту 3 обусловлен не только более высоким уровнем

капитальных и эксплуатационных затрат, связанных с внедрением системы поддержания пластового давления, но и более коротким периодом формирования положительных экономических результатов. Вариант 2 обеспечивает более продолжительный и устойчивый период налоговых поступлений, что повышает его фискальную привлекательность для государства.

### **Показатели инвестиционной эффективности**

Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке дисконтирования 15% за прибыльный период составляет:

- по варианту 1 — 3,37 млн долл. США;
- по варианту 2 — 25,39 млн долл. США;
- по варианту 3 — 21,23 млн долл. США.

Внутренняя норма прибыли (IRR) за прибыльный период составляет:

- по варианту 1 — 23,15%;
- по варианту 2 — 21,60%;
- по варианту 3 — 24,45%.

Дисконтированный срок окупаемости капитальных вложений составляет:

- по варианту 1 — 1 год;
- по варианту 2 — 2 года;
- по варианту 3 — 2 года.

Накопленная чистая прибыль за прибыльный период составляет:

- по варианту 1 — 2,37 млн долл. США;
- по варианту 2 — 52,38 млн долл. США;
- по варианту 3 — 46,66 млн долл. США.

Вариант 1 демонстрирует положительные интегральные показатели, однако его абсолютный экономический эффект ограничен вследствие низкого объема добычи и незначительного уровня капитальных вложений.

Вариант 3 имеет наибольшее значение IRR, что связано с более интенсивным профилем добычи и более быстрым формированием доходов в начальный период реализации проекта. При этом более высокое значение IRR не означает максимальную абсолютную экономическую эффективность варианта, поскольку вариант 3 уступает варианту 2 по величине NPV, накопленной чистой прибыли, выручке и суммарным налоговым выплатам государству.

### **Коэффициент извлечения нефти**

Коэффициент извлечения нефти за прибыльный период составляет:

- по варианту 1 — 0,0768;
- по варианту 2 — 0,2426;
- по варианту 3 — 0,2374.

По расчетному периоду КИН по вариантам 2 и 3 составляет 0,2426, тогда как по варианту 1 — 0,0873. Вариант 1 обеспечивает существенно более низкий уровень извлечения запасов. Варианты 2 и 3 обеспечивают более рациональное вовлечение запасов в разработку, при этом по прибыльному периоду вариант 2 демонстрирует более высокий КИН по сравнению с вариантом 3.

### **Вывод и обоснование выбора рекомендуемого варианта**

По результатам технико-экономического анализа установлено, что вариант 1 характеризуется минимальным объемом капитальных вложений, однако обеспечивает ограниченный уровень добычи, выручки, накопленной чистой прибыли и коэффициента извлечения нефти. Указанный вариант не обеспечивает максимального вовлечения запасов и имеет ограниченную производственную и фискальную эффективность.

Вариант 3 предусматривает более сложную технологическую схему разработки с внедрением системы поддержания пластового давления и требует наибольшего объема капитальных вложений — 24,11 млн долл. США. Несмотря на более высокое значение IRR, вариант 3 уступает варианту 2 по ключевым абсолютным показателям эффективности: выручке, NPV, накопленной чистой прибыли, объему налоговых поступлений государству и КИН за прибыльный период.

Вариант 2 обеспечивает наилучшее сочетание производственных, экономических и фискальных показателей. За прибыльный период по варианту 2 достигается максимальная добыча нефти — 350,50 тыс. тонн, максимальная выручка — 172,52 млн долл. США, наибольшая NPV при ставке дисконтирования 15 % — 25,39 млн долл. США, максимальная накопленная чистая прибыль — 52,38 млн долл. США, а также максимальные суммарные выплаты государству — 160,43 млн долл. США.

С учетом совокупности производственных, инвестиционных и фискальных показателей вариант 2 рекомендуется к утверждению в качестве основного варианта разработки месторождения Есжан. Данный вариант обеспечивает оптимальный баланс между уровнем капитальных вложений, объемом добычи, коэффициентом извлечения нефти, устойчивостью экономических показателей и максимизацией выгод для недропользователя и Республики Казахстан.

Таблица 5.1 – Сравнение основных технико-экономических показателей вариантов разработки

№ п/п	Наименование показателей	Расчетный период			Прибыльный период		
		Вариант 1 2026-2060	Вариант 2 2026-2051	Вариант 3 2026-2046	Вариант 1 2026-2049	Вариант 2 2026-2051	Вариант 3 2026-2042
1	Проектный период						
2	Суммарная добыча нефти, тыс. тонн	104,66	350,50	350,50	88,12	350,50	342,35
3	Суммарная добыча жидкости, тыс. тонн	379,06	673,21	1683,9	242,92	673,21	1385,01
4	Суммарная добыча газа, млн. м3	18,84	63,09	63,09	15,86	63,09	61,62
5	Суммарная продажа нефти, тыс. тонн	104,60	350,30	350,30	88,07	350,30	342,16
6	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.долл.	60,52	172,52	166,64	46,68	172,52	161,37
7	Эксплуатационные затраты, млн.долл.	39,71	53,21	61,88	28,03	53,21	56,34
	в том числе:						
7.1	Затраты на транспорт нефти, млн.долл.	3,06	8,42	8,07	2,31	8,42	7,80
7.2	НДПИ, млн.долл.	3,03	8,63	8,33	2,33	8,63	8,07
7.3	Рентный налог, млн.долл.	6,72	17,28	16,18	4,84	17,28	15,40
7.4	Налог на имущество, млн.долл.	0,78	1,98	3,02	0,76	1,98	2,87
8	Средние общие затраты на одну тонну продукции, долл./тонну	725,19	420,29	498,56	539,83	420,29	372,22
9	Капитальные вложения (без НДС), млн.долл.	0,61	12,95	24,14	0,61	12,95	24,11
10	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.долл.	3,48	72,20	60,24	3,48	72,20	60,24
11	Корпоративный подоходный налог, млн.долл.	0,70	14,44	12,05	0,70	14,44	12,05
12	Налог на сверхприбыль, млн.долл.	0,00	5,03	3,97	0,00	5,03	3,97
13	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах с учетом инфляции), млн.долл.	3,32	25,39	21,08	3,37	25,39	21,23
14	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах с учетом инфляции), %	20,28%	21,60%	22,38%	23,15%	21,60%	24,45%
15	Срок окупаемости (в ценах с учетом инфляции), годы	1,00	2,00	2,00	1,00	2,00	2,00
16	Накопленная чистая прибыль, млн.долл.	-1,94	52,38	43,89	2,37	52,38	46,66
17	Суммарные выплаты Государству в виде налогов (с учетом инфляции), млн.долл.	55,91	160,43	103,67	34,54	160,43	89,80
18	КИН, доли ед.	0,0873	0,2426	0,2426	0,0768	0,2426	0,2374

## 6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

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

Обоснование выбора рационального способа эксплуатации скважин, необходимого устьевого и внутрискважинного оборудования и режимов его работы основывается на технологических условиях эксплуатации, определенных по результатам опробования с учетом геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов и физико-химических свойств флюида, а также с учетом технологических показателей разработки месторождения Есжан.

Нефть месторождения по типу лёгкая (плотность нефти при температуре 20 °С в среднем 822 кг/м<sup>3</sup>), парафинистая (до 7,4 %) по горизонту Ю-IV, малосернистая (0,21 %), малосмолистая (6,2 %). Содержание воды в продукции скважин различное от 0 до 98,9 % в среднем 30 %.

Коллектор продуктивных пластов представлен темно-серыми, черными аргиллитами с прослоями темно-серых песчаников.

Опробование скважин на месторождении проводилось по общепринятой методике: вскрытие продуктивного горизонта, вызов притока, проведение запланированного комплекса исследовательских работ, глушение и изоляционные работы.

#### Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования

Из 19 пробуренных скважин, только в пяти скважинах (2, 9, 10, 15, 17) получены промышленные притоки нефти. Дебиты нефтяных объектов среднеюрского горизонта в целом составили от 2 м<sup>3</sup>/сут в скважине №9, до 136 м<sup>3</sup>/сут в скважине №10.

Скважина №2 (01-04.01.2010 г.) фонтанировала со средним дебитом жидкости 15 м<sup>3</sup>/сут (диапазон изменения от 12 до 22,2 м<sup>3</sup>/сут) и нефти 12,2 т/сут (диапазон изменения от 9,6 до 17,7 т/сут) при обводненности 1,6 % (диапазон изменения от 0,3 до 2,6 %). При этом скважина фонтанировала в трех режимах на штуцерах диаметрами 7, 9 и 12 мм. За время исследования пластовое давление скважины было на уровне 22 МПа. Забойное давление - с 20 до 16,1 МПа, с увеличением диаметра штуцера с 7 до 12 мм.

Скважина №9 (ноябрь-декабрь 2012 г.) в среднем добывала 1,6 м<sup>3</sup>/сут жидкости (диапазон изменения от 0,8 до 2,3 м<sup>3</sup>/сут) и 0,26 т/сут нефти (диапазон изменения от 0,36 до 0,14 т/сут) при обводненности 78,7 % (диапазон изменения от 78 до 79,4 %). В скважине было опробовано два интервала, из одного из которых (1896-1991 м) был получен приток нефти с дебитом 2 м<sup>3</sup>/сут. При испытании интервала 1896-1991 м был получен приток воды.

В скважине №10 (январь-март 2013 г.), было опробовано 2 объекта в интервалах перфорации 2058-2062 и 1987-2000 м, при режимах на штуцерах диаметрами 6, 8, 10 мм. За этот период в среднем добыто 53,2 м<sup>3</sup>/сут (диапазон изменения от 20,9 до 93,2 м<sup>3</sup>/сут) и нефти 38,9 т/сут (диапазон изменения от 15,7 до 70,9 т/сут) при обводненности 5,4 % (диапазон изменения от 0,7 до 13,2 %). При исследовании в интервале перфорации 2058-2062 м пластовое давление составило 22 МПа, забойное давление - с 20,4 до 17,5 МПа. По результатам испытаний максимально достигнутая добыча нефти составила 39 м<sup>3</sup>/сут при штуцере диаметром 10 мм. Пластовое давление составило 21,9 МПа (инт. 1987-2000 м), забойное давление - с 19,8 до 14,2 МПа. По результатам испытания максимально достигнутая добыча нефти составила 136 м<sup>3</sup>/сут на штуцере диаметром 10 мм.

В скважине №15 (4-10.06.2014 г.) при опробовании совместных интервалов 1858,6-1859,6 м, 1874-1882 м получен приток нефти дебитом 0,3 м<sup>3</sup>/сут (Ю-IV-А).

В скважине №17 (12-23.08.2023 г.) при опробовании интервалов 2025,5-2027,5 м, 2028,5-2031,5 м был получен приток нефти.

В процессе испытания скважин применялись НКТ диаметром 73 мм с толщиной стенки 5,5 мм, спускаемые на 8-29 м выше кровли вскрытого горизонта.

Для расчета и обоснования предельных давлений фонтанирования, при условии поддержания забойных давлений выше (на уровне) давления насыщения, использован графо-аналитический 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  $R_{опт}$  ( $G_{эф} \geq R_{опт}$ ).

Исходя из того, что применяемые на месторождении трубы рациональны для обеспечения проектных дебитов, расчет минимальных забойных давлений фонтанирования для скважин месторождения Есжан проведен для подъемника с внутренним диаметром 62 мм.

На рисунке 6.1 представлен график зависимости забойных и устьевых давлений фонтанирования для скважин горизонт Ю-IV-Б.

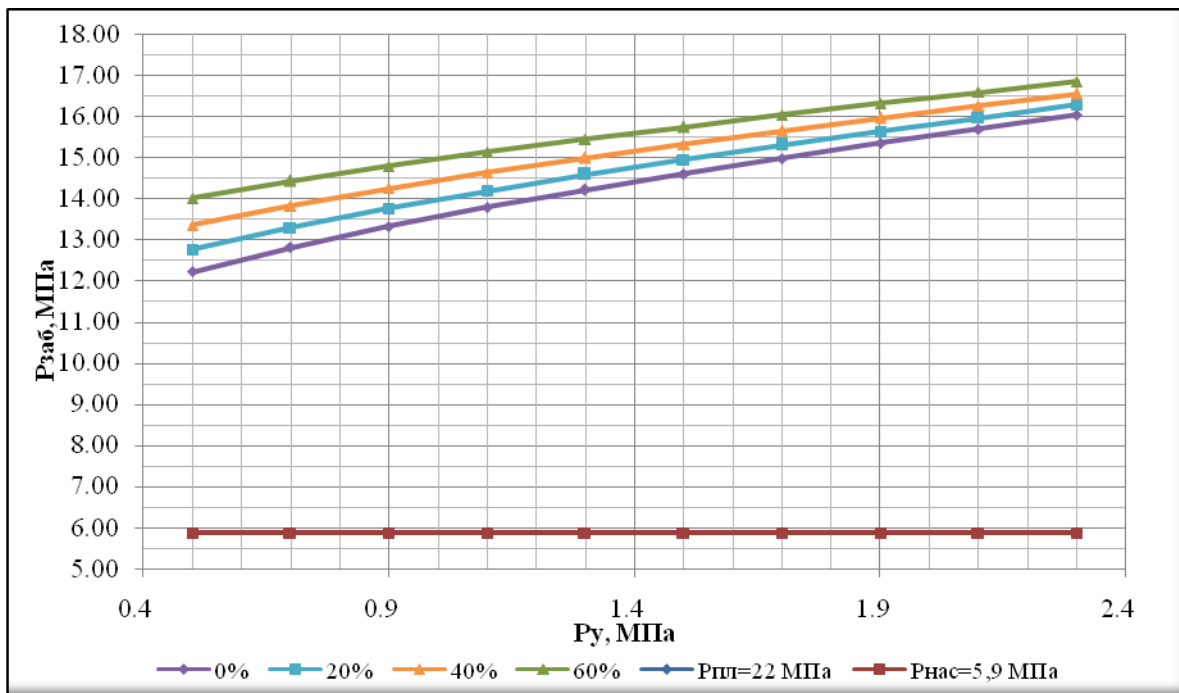


Рисунок 6.1 – Зависимость минимальных забойных давлений фонтанирования для скважин горизонта Ю-IV-А

Из рисунка 6.1 видно, что при нулевой обводненности минимальным забойным давлениям фонтанирования от 12,2 до 16 МПа соответствуют устьевые давления от 0,5 до 2,3 МПа. С увеличением обводнённости до 60 %, значение предельного давления фонтанирования при устьевом давлении 2,3 МПа возрастает до 16,9 МПа.

На рисунке 6.2 представлен график зависимости забойных и устьевых давлений фонтанирования для скважин горизонта Ю-IV-А.

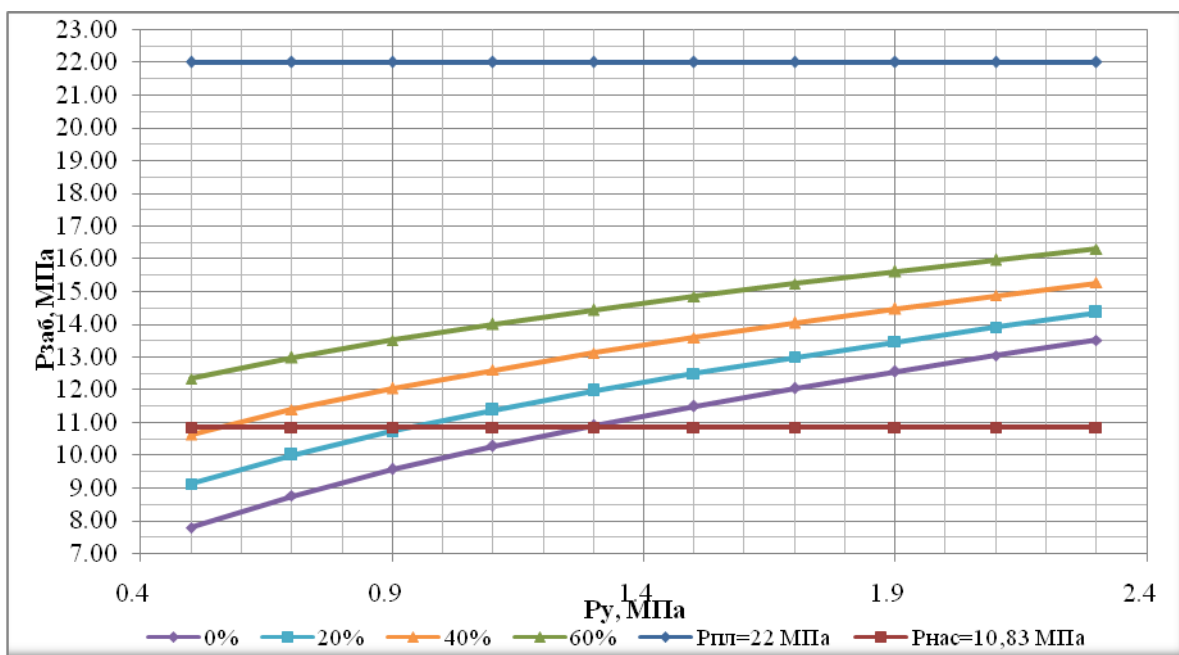


Рисунок 6.2 – Зависимость минимальных забойных давлений фонтанирования для скважин горизонта Ю-IV-А

Из рисунка 6.2 видно, что при нулевой обводненности минимальным забойным давлениям фонтанирования от 10,9 до 13,5 МПа соответствуют устьевые давления от 1,3 до 2,3 МПа. С увеличением обводнённости до 60 %, значение предельного давления фонтанирования при устьевом давлении 2,3 МПа возрастает до 16,3 МПа.

Значения предельных забойных давлений фонтанирования, рассчитанные по усредненным данным без учета расхода жидкости, являются оценочными и должны уточняться в процессе эксплуатации, с учетом изменения характеристических параметров скважин.

При прекращении фонтанирования и снижения дебита до нерентабельных значений или отсутствия фонтанного притока, фонтанные скважины должны будут переведены на механизированный способ добычи с использованием СШНУ или ВШНУ.

#### Скважинные штанговые насосы установки (СШНУ)

Для обеспечения дебитов жидкости в диапазоне от 5 до 30 м<sup>3</sup>/сут предлагаются к применению насосы вставного типа диаметрами 38 и 44 мм. При глубине спуска 2250 м, цилиндр насоса рекомендуется спускать на НКТ с наружным диаметром 73 мм, с толщиной стенки 5,5 мм, плунжер насоса на двухступенчатой штанговой колонне ШН22 мм и ШН19 мм. Соотношение количества штанг 60:40 %. Для устьевого оборудования СШНУ рекомендуется станок-качалка (СК) грузоподъёмностью до 12 тонн, с максимальной длиной хода полированного штока 3,5 м. Такой выбор СШНУ позволяет при необходимости устанавливать режимы откачки с изменением длины хода (S) и числа качаний (n) от минимальных до максимально возможных значений.

Режим откачки устанавливается исходя из значений ожидаемых дебитов, начиная с минимальных значений S и n, увеличивая постепенно сначала число качаний, затем длину хода, добываясь, при постоянном контроле оптимального режима работы установки.

#### Винтовые штанговые насосные установки (ВШНУ)

Для эксплуатации скважин винтовой штанговой насосной установкой (ВШНУ) выбираются скважины с потенциальным дебитом, находящимся в области применения высокопроизводительных объёмных насосов с учетом возможности спуска подземного оборудования. Винтовые насосы выпускаются многими фирмами, которые являются в последнее время прогрессивным способом механизированной добычи нефти. Винтовые насосные установки имеют широкие диапазоны по производительности числу оборотов и развиваемому напору. Основными составными частями винтового насоса являются скважинный насос (ротор, статор) и узел устьевого привода. Статор, с закреплённым к нему входным патрубком, спускается в скважину на конце лифтовых труб на заданную глубину.

Ротор спускается на штангах, причём при работе насоса штанги испытывают постоянные нагрузки с минимальными колебаниями, что уменьшает риск коррозионных усталостных повреждений и обрывов.

На устье скважин будут установлены устьевые приводы соответствующих мощностей, позволяющие увеличивать или уменьшать производительность с помощью замены диаметров шкивов на ведомом валу, при этом для выхода на оптимальный режим необходимо постепенно увеличивать скорость вращения ротора. Для оперативного регулирования производительности насосов в широких диапазонах рекомендуется на устье скважин предусмотреть устьевой привод с частотным регулятором. Для предотвращения и уменьшения влияния газа и песка на работу насосов рекомендуется оборудовать прием насосов газосепараторами, и песочными фильтрами и др. приспособлениями. Для нормальной работы винтовых насосов рекомендуется не допускать частых и продолжительных остановок, т.к. содержащиеся в продукции механические примеси могут в статоре и трубах и создать высокое сопротивление пусковому моменту и даже привести к заклиниванию ротора. Кроме того, при каждом пуске возникают дополнительные нагрузки на штанги, что может привести к их слому. При невозможности запуска насоса после остановки из-за осаждения песка рекомендуется приподнять ротор и промыть насос.

## **6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин**

Единственным объектом разработки на месторождении Есжан являются нефтяные залежи в среднеюрских горизонтах Ю-IV-А и Ю-IV-Б.

В процессе эксплуатации скважин и наземного оборудования нефтегазового месторождения Есжан возможны такие виды осложнений, связанных с физико-химическими свойствами добываемой продукции, как коррозия скважинного и наземного оборудования, гидратообразование, парафиносмоловые отложения во внутрискважинном и наземном оборудовании, отложения неорганических солей, загрязнение призабойной зоны добывающих скважин.

Возникновение осложнений приводит к снижению дебита скважин, преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным эксплуатационным затратам на ремонт скважин.

### **Парафиноотложения**

По состоянию на 01.01.2026 г. на месторождении Есжан общий фонд пробуренных скважин составляет всего 19 ед. В консервации числятся 3 ед. (№2, 10, 17), в

наблюдательном фонде – 10 ед. (3, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18, А50) и 6 ед. (1, 4, 5, 6, 7, 8) находятся в ликвидированном фонде.

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований по 5 пробам из 3 скважин (№№2, 10 и 17). 2 пробы из двух скважин были отобраны в 2022 г.

Проба нефти, отобранная с продуктивного **горизонта Ю-IV-А** (скв.№10) по типу нефти относится к особо легкой нефти, с плотностью 822,0 кг/м<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость при температуре 30 °С составляет 9,508 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 5,388 мм<sup>2</sup>/с. По содержанию высокомолекулярных парафинов, поверхностная нефть горизонта Ю-IV-А высокопарафинистая (7,4 % масс.), по содержанию смол – малосмолистая 6,2 % масс.). Содержание асфальтенов в нефти составляет 0,18 %. Значительное количество высокомолекулярных парафиновых углеводородов обусловило высокую температуру застывания нефти, которая составляет плюс 21 °С. По содержанию общей серы нефть относится к классу малосернистых нефтей, т.к. содержание общей серы составляет 0,21 % массовых. Температура начала кипения нефти плюс 70 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет: до температуры 300 °С - 39 % об., до температуры 350 °С - 50 % об. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С составляет 20 % об.

Нефть, **горизонта Ю-IV-Б** легкая с соответствующей ей кинематической вязкостью, малосернистая, парафинистая. Плотность нефти изменяется от 0,791 до 0,812 г/см<sup>3</sup> и характеризуется как легкая, средняя кинематическая вязкость составляет при температуре 20 °С – 7,4 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 5,1 мм<sup>2</sup>/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти составляет – 5,8 %, асфальтенов – 0,16 %, смол – 3,5 %. Незначительное количество высокомолекулярных парафиновых углеводородов обусловило не высокую температуру застывания нефти, которая составляет плюс 4,5 °С. По содержанию общей серы нефть относится к классу малосернистых нефтей, т.к. содержание общей серы составляет 0,20 % массовых. Температура начала кипения нефти составляет 64°С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет: до температуры 300 °С – 59,3 % об. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С составляет 36,4 % об.

Известно, что одной из причин, снижающих эффективность эксплуатации скважин при разработке нефтегазового месторождения, является образование парафино-смоловых отложений, которые, откладываясь в призабойной зоне скважин и на поверхности промыслового оборудования, приводят к осложнениям, оказывающим существенное

влияние на процессы добычи, сбора, подготовки и транспорта газа и конденсата. Для предотвращения этого необходимо проведение различного рода мероприятий по предупреждению и устранению последствий образования отложений.

При вводе в эксплуатацию эксплуатационных скважин, а также наземных объектов системы сбора и подготовки, учитывая физико-химические свойства нефти, могут возникнуть осложнения, связанные с образованием парафино-смолистых отложений и механических примесей.

Изменения термобарических условий потока пластового флюида в процессе эксплуатации добывающих скважин ниже критических значений могут привести к выпадению парафина в виде твердой фазы, образованию отложений на стенках трубопроводов и уменьшению рабочего сечения. Для борьбы и предупреждения парафино-смолистых отложений в нефтедобывающей промышленности существуют различные методы: механический, тепловой, химический.

Механический метод предполагает удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для этой цели разработаны скребки различной конструкции, которые применяются как для очистки НКТ, так и трубопроводов системы внутрипромыслового сбора и транспорта.

Тепловой метод основан на способности парафина плавиться при температурах выше температуры насыщения. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла. Технология применения теплоносителя предусматривает, нагрев жидкости в специальных нагревателях и подачу ее в скважину.

Химический метод предназначен для удаления и предупреждения парафино-отложений с помощью химических реагентов, растворителей. В основе действия ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между жидкой фазой и поверхностью металла трубы. Различными компаниями, специализирующимися в области производства хим.реагентов, разработан достаточно широкий ассортимент химических реагентов для борьбы с парафино-смоловыми отложениями.

Выбор наиболее эффективного метода по борьбе с парафино-смоловыми отложениями и экономически выгодных реагентов различного назначения, а также их необходимое количество проводится на основании специальных комплексных лабораторных исследований. При применении любого из методов необходимо предусмотреть мероприятия по минимизации технологических рисков, учитывая геолого-

физическую характеристику продуктивного коллектора, состояние призабойной зоны скважин и т.д.

Рекомендуемые мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин представлены в таблице 6.1.

В дальнейшем при возникновении осложнений, связанных с образованием гидратов, необходимо подобрать мероприятия, соответствующие характеристикам данного месторождения.

**Таблица 6.1 – Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин**

Мероприятия	Защищаемые объекты	Спец. оборудование	Периодичность	Примечание
Ингибиторная защита	Подземное и наземное оборудование	Дозировочные насосы, глубинные дозаторы	Непрерывно	После проведения исследований по подбору ингибиторов
Обработки растворителями и композициями на их основе	ПЗП, подземное оборудование	Азиммаш-30 ЦА-320, АП-15	Периодически по мере снижения дебита и в зависимости от величины скин-фактора	После проведения лабораторных исследований и разработки нормативно-технологической документации
Механическая очистка подземного оборудования	Подземное оборудование	Скребок типа «система ножей» на геофизическом кабеле	Ежеквартально	-
Метод магнитно-индукционной обработки нефти (МИОН)	Подземное и наземное оборудование	Магнитные индукторы МИОНЫ	Непрерывно	После проведения опытно-промышленных испытаний
Изоляция водопритока добывающих и выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин.	ПЗП	ЦА-320, АП-15	Периодически в соответствии с регламентом.	Разработка нормативно-технологической документации.

### ***Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией***

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований по 5 пробам из 3 скважин (№№2, 10 и 17). 2 пробы из двух скважин были отобраны в 2022 г.

В процессе лабораторных исследований нефти в поверхностных условиях, были определены основные свойства: физические – плотность в стандартных условиях, молекулярная масса; температура вспышки и застывания, кинематическая вязкость при 20°C, групповой углеводородный состав; фракционный состав. Параметры определены согласно действующим ГОСТам.

Исследованиями нефти охарактеризованы горизонты: Ю-IV-А - 1 пробой из скважины 10; Ю-IV-Б – 4 пробами из скважин №2 и 17, из них дополнительно изучена 1 проба из скважины №2.

Физические свойства нефти горизонта Ю-IV (пласты А и Б) в пластовых условиях изучены по 9 пробам из 2 скважин (2, 10), из них дополнительно изучены состав и свойства нефти по 3 пробам из скважины 2.

**Таблица 6.2 – Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях**

Наименование	Скважина №2 (горизонт Ю-IV-Б)	Скважина № 10 (горизонт Ю-IV-А)
Глубина отбора, м	1994-2004	1987-2000
Пластовая температура, °С	71	75
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	80,86	180,26
Асфальтены, % масс.	0,16	0,18
Механические примесей, % масс.	0,07	0,06
Давление насыщения, МПа	5,87	10,83
Содержание СО <sub>2</sub> в газе, % моль.	1,841	1,6327
Парциальное давление СО <sub>2</sub> , МПа	0,1081	0,1768
Содержание Н <sub>2</sub> S, % моль.	отсутствуют	

По результатам исследований, из агрессивных газов присутствует только СО<sub>2</sub>, сероводород отсутствует. Усреднённая максимальная величина содержания СО<sub>2</sub> в газе по юрскому горизонту на уровне 1,6327 % моль. Оценку степени коррозионного воздействия углекислого газа на углеродистые стали (УС) скважин и наземного оборудования определяют по парциальному давлению – р (СО<sub>2</sub>). Парциальное давление СО<sub>2</sub> в скважинах может достигать величины 0,1768 МПа, при давлении насыщения нефти газом 10,83 МПа и содержании СО<sub>2</sub> в газе на уровне 1,6327 % мольных (скв. № 10). Оценить степень углекислотной коррозии можно в соответствии с классификацией Американского Нефтяного Института (АНИ), при 0,048 МПа < р (СО<sub>2</sub>) < 0,206 МПа углекислотная коррозия УС в скважине возможна.

Кроме того, нефть месторождения содержит асфальтены (0,18 % масс.) которые являются природными ингибиторами коррозии УС.

Коррозия УС в углекислотных средах протекает в присутствии воды, растворимость СО<sub>2</sub> в воде зависит от парциального давления, температуры, минерализации и др. Наиболее высокая скорость СО<sub>2</sub> коррозии может возникать при температуре 70-90 °С. Температура продуктивных пластов месторождения находится в пределах 75 °С.

Пластовые воды месторождения имеют минерализацию на уровне 108,950 г/л, тип воды по Сулину – хлоркальциевый, рН воды – нейтральный, на уровне 6,70-6,75 единиц. Пластовые воды имеют в составе небольшое содержание гидрокарбонатов на уровне 464 мг/л, концентрация хлоридов 66594 мг/л, содержание закисного железа (Fe<sup>2+</sup>) 3,36 мг/л,

железо окисное ( $Fe^{3+}$ ) 16,24 мг/л, сульфат – ионы 295 мг/л. Присутствие в пластовой воде значительного количества сульфатов может инициировать присутствие сероводорода в газе по отдельным скважинам. По теории микробной сульфат редуции из 100 мг/л сульфатов, в идеальных условиях, может образоваться около 10 мг/л биогенного сероводорода. В связи с чем, необходимо провести исследование на содержание сульфатвосстанавливающих бактерии (СВБ) и  $H_2S$  в газожидкостной смеси (ГЖС) всех объектов разработки, а также в пластовых и в сточных водах. Возникновение сульфат редуции в продуктивных пластах и др. и образование  $H_2S$  может привести к значительным материальным потерям в будущем.

Кроме того, в пластовых водах присутствует большое количество механических примесей, до 0,07 % масс., что может значительно повысить коррозионную активность ГЖС, в условиях роста обводненности добываемой продукции. Шлам, вовлечённый потоком в движение, способствует абразивному износу, оголяя, металлическую поверхность из-за пленок нефти и продуктов коррозии, создавая условия для возникновения коррозионной эрозии. Механические примеси, могут вызывать коррозионную эрозию и щелевую коррозию УС оборудования и трубопроводов:

- Разрушение муфт штанг, высаженных концевых участков НКТ и др.;
- Коррозионный износ металла в местах изменения направления движения потока: отводы, тройники, фильтры, рабочие колёса центробежных насосов и др.;
- Активация процессов коррозии подземного оборудования добывающих скважин может возникать в случае применения каких-либо методов по интенсификации работы скважин: СКО, проведения различных промывок и обработок скважин.

Коррозионная активность добываемой продукции месторождения Есжан определяется высокой пластовой температурой и парциальным давлением  $CO_2$ , высоким содержанием хлоридов и сульфатов, обладающих действием, активирующим локальную коррозию, за счёт растворения пассивирующих плёнок, а также значительным содержанием механических примесей.

### **6.3 Рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин**

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

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать следующие позиции:

- устьевые давления;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции;
- схема расположения проектных добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- наличие близлежащих существующих объектов подготовки нефти.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта должна удовлетворять следующим требованиям:

- ✓ обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- ✓ обеспечить точный замер дебита нефти каждой скважины;
- ✓ обеспечить учет добычи нефти 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.

Технология внутрипромыслового сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции для всех вариантов разработки месторождения следующая:

Нефтегазовая смесь (НГС) от скважин поступает по индивидуальным выкидным линиям на 2 автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ-01, 02.). В АГЗУ осуществляется замер дебита каждой скважины с помощью расходомеров (FIQ). после замера продукция скважин объединяется в общий коллектор и направляется на этап сепарации.

Разделение смеси происходит в нефтегазовых сепараторах НГС-80м<sup>3</sup>, VE-01 и VE-02. Выделившаяся жидкость (нефтяная эмульсия) поступает в фильтр-сетчатый F-01 для очистки от механических примесей. после очистки жидкость подается на три параллельных насоса перекачки жидкости НБ-125 (РС-01, 02, 03). Насосы прокачивают жидкость через печи подогрева ПП-0,63 (Н-01А, Н-01В), где нагревается.

Подогретая нефтяная эмульсия проходит через узел учета (УУН), направляется в магистральный нефтесборный коллектор диаметром 200мм ДНС Карабулак-ЦППН Кенлык протяжённостью 12 км.

#### **6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке газа**

В соответствии с решением Протокола №2.2 от 27.11.2019 г. Рабочей группы по выработке предложений по утверждению программы развития сырого, в составе которой представители Министерство Энергетики РК, АО НК «КазМунайГаз», ТОО «Саутс-Ойл», на месторождении Есжан сжигание попутно-добываемого газа не предусмотрено. Весь добываемый газ используется для собственных нужд. Попутный газ, выделившийся в сепараторах НГС (VE-01 и VE-02), проходит следующие этапы: газ поступает в газосепаратор (VE-03) для отбивки капельной жидкости, а затем направляется на дожимные компрессорные станции (ДКС-01, 02, 03), где компримируется и поступает в блок подготовки топливного газа (БПТГ-01).

Затем распределяется на собственные нужды: часть подготовленного газа (ГТ) используется в качестве топлива для печей подогрева ПП-0,63 (Н-01А, Н-01В) и газотурбинной электростанции ПАЭС (ГТУ-01, 02 мощностью  $2 \times 2500$  кВт  $Q_T=2200$  м<sup>3</sup>/час). Остальная часть газа (излишек) также компримируется на дожимной компрессорной станции (ДКС-01, 02, 03) и подается в газопровод в газопровод ГУ-4 Кенлык -ДКС Кенлык протяженностью 17 км через узел учета (УУГ). Избыток газа или его поток при аварийных ситуациях направляется на факельную установку (FS-01, FA-01/02).

#### **6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента**

В качестве источника рабочего агента для поддержания пластового давления рассматриваются собственные пластовые воды продуктивных горизонтов месторождения и воды палеозоя (Pz) и арыскума (K1ar).

##### *Требования к качеству закачиваемых вод*

Вода, прошедшая очистку, должна соответствовать требованиям, согласно «СТ РК 1662-2007. Воды для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству воды».

Показатели и нормы качества воды:

1. Водородный показатель (рН).

Значение рН должно находиться в пределах от 4.5 до 8.5.

2. Фильтрационная характеристика.

При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды.

3. Совместимость с пластовой водой и породой.

При контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики в соответствии с пунктом №1.

#### 4. Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти.

При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм должно быть 90 % частиц не крупнее 5мкм;

При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм не крупнее 1 мкм.

#### 5. Содержание нефти и механических примесей.

В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание механических примесей устанавливается по таблице 6.3.

**Таблица 6.3 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления**

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм <sup>2</sup>	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл. свыше 0,1	-	до 3	до 5
	-	до 5	до 10
до 0,35 вкл. свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл	до 15	до 15
	менее 2	до 30	до 30
до 0,6 вкл свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл	до 40	до 40
	менее 3,6	до 50	до 50

#### 6. Содержание растворенного кислорода.

Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0.5 мг/л.

#### 7. Набухание пластовых глин.

Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения.

#### 8. Коррозионная активность.

При коррозионной активности воды свыше 0,1 мг/год необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования по ГОСТ 9.506

#### 9. Содержание сероводорода.

В воде, нагнетаемой в продуктивные коллектора, пластовые воды, которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать.

#### 10. Наличие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).

Не допускается присутствие (СВБ) в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород.

#### 11. Содержание ионов трехвалентного железа.

При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Исходя из свойств коллекторов, закачиваемые воды должны удовлетворять следующим требованиям:

содержание механических примесей – менее 30 мг/л;

содержание нефтепродуктов - менее 30 мг/л.

Несоблюдение данных требований может способствовать закупорке поровых каналов мех. примесями, окисленной нефтью и биомассой, образующейся в пласте, в процессе развития биогенной сульфатредукции.

Наличие в нагнетаемой воде нефтепродуктов, особенно окисленных, способствует агрегации взвешенных частиц, что приводит к загрязнению призабойной зоны, кольтматации порового пространства и снижению приемистости нагнетательных скважин.

Снижение приемистости является основным следствием осадконакопления и главной причиной остановок нагнетательных скважин на проведение подземного или капитального ремонта.

## **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**

Все операции по бурению скважин осуществляются в соответствии с техническим проектом на бурение скважин.

Технические проекты на бурение скважин составляются в соответствии с требованиями, изложенными в нормативно-технической документации на бурение скважин, утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов. Не допускается проведение работ по бурению скважин без утвержденного технического проекта.

В проектах предусматривается качественное вскрытие продуктивных пластов, крепление и надежность скважин, выполнение всех требований базовых проектных документов и проектных документов на разведку и добычу углеводородов;

При проектировании бурения скважин руководствуются действующими нормативными документами по всем основным видам работ и охране окружающей среды.

Конструкции скважин представляют собой комплекс обсадных колонн с необходимыми диаметрами и длинами, зацементированными заколонными пространствами, определенным оборудованием прискважинной области продуктивных пластов и оборудованием устья скважин.

В соответствии с Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр (ЕПРКИН) и Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (ПОПБ) при разработке конструкции скважин следует руководствоваться следующими правилами:

Конструкции скважин обеспечивают надежность, технологичность и безопасность их бурения и эксплуатации, в том числе:

1) максимально возможное использование продуктивности объектов разработки в процессе эксплуатации скважин за счет оптимальных диаметров эксплуатационных колонн и конструкций забоя;

2) возможность применения эффективного оборудования для оптимальных способов и режимов эксплуатации скважин в условиях применения запроектированных методов воздействия на пласты или использования природных режимов залежей;

- 3) безопасное ведение работ без аварий и осложнений на всех этапах бурения и эксплуатации скважин;
- 4) получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;
- 5) охрану недр, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств для изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга и от дневной поверхности;
- 6) максимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и ствола скважин;
- 7) условия для производства в скважинах при их эксплуатации ремонтных и исследовательских работ;
- 8) возможность установки клапанов-отсекателей, пакерующих и других устройств;
- 9) проведение испытания на прочность и герметичность.

Оптимальное число обсадных колонн, глубина их спуска определяется количеством зон несовместимыми с условиями бурения по градиентам пластовых давлений и давлений гидроразрыва (прочности и устойчивости пород, зон с интенсивными поглощениями).

В таблице 7.1 приведены конструкции пробуренных скважин на месторождении Есжан.

Таблица 7.1 – Фактические конструкции пробуренных скважин на месторождении Есжан

пп №№	№№ скв.	Категория скважины	Глубина, м		Горизонт		Конструкция скважины		
			проект	факт	проект	факт	Ø колонны, мм	глубина спуска, м	подъем цемента, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	развед.	1750	1805	PZ	J <sub>2</sub>	245	886,5	до устья
							324	203	до устья
							168	1802	до устья
2	2	развед. эксплуат.	2250	2256	PZ	PZ	245	799,3	до устья
							324	201	до устья
							168	2037	-
3	3	развед.	2250	2116	PZ	PZ	245	795,8	до устья
							324	258	до устья
							168	2037	до устья
4	4	развед.	2250	2255	PZ	PZ	245	804,1	до устья
							324	199	до устья
							168	2246	до устья
5	5	развед.	2250	2251	PZ	PZ	245	798	до устья
							324	193	до устья
							168	2206	до устья
6	6	развед.	2250	2250	PZ	PZ	245	801	до устья
							324	204	до устья
							отс.	Отс.	-
7	7	развед.	2250	2665	PZ	PZ	245	621	до устья
							324	196	до устья
							168	2650	до устья
8	8	развед.	2250	2400	PZ	PZ	245	801	до устья
							324	200	до устья

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							отс.	Отс.	-
9	9	развед.	2250	2114	PZ	J <sub>2</sub>	245	797	до устья
							324	196	до устья
							168	2042	-
10	10	развед. эксплуат.	2250	2259	PZ	J <sub>2</sub>	245	799	до устья
							324	198	до устья
							168	2193	-
11	11	развед.	2250	2250	PZ	J <sub>2</sub>	245	800,41	до устья
							324	199,6	до устья
							168	2120,21	до устья
12	12	развед.	2250	2200	PZ	PZ	245	799,11	до устья
							324	198,2	до устья
							168	2209,87	до устья
13	13	развед.	2250	2250	PZ	J <sub>2</sub>	245	799,97	до устья
							324	207,6	до устья
							168	2178,04	до устья
14	14	развед.	2250	2253	PZ	J <sub>2</sub>	245	807,13	до устья
							324	260,66	до устья
							168	2213,1	до устья
15	15	развед.	2250	2250	PZ	PZ	245	800,7	до устья
							324	199,88	до устья
							168	2245,51	до устья
16	16	развед.	2250	2426	PZ	PZ	245	801,32	до устья
							324	177,08	до устья
							168	2298,82	до устья
17	17	добыв.	2250	2274	PZ	PZ	245	798	до устья
							324	177,08	до устья
							168	2274,2	до устья
18	18	добыв.	2250	2244	PZ	PZ	245	798	до устья
							324	177,08	до устья
							168	2274,2	до устья
19	A50	развед.	2250	2426	PZ	PZ	245	801,32	до устья
							324	177,08	до устья
							168	2298,82	до устья

В рамках проекта разведочных работ по рекомендуемому варианту 2, в 2026 г. планируется бурения 7 эксплуатационных (2250 м), 2 оценочных (2700 м) и 1 поисковой (3500 м) скважины.

Таблица 7.2 – Рекомендуемая конструкция для 7 эксплуатационных скважин

Название обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска
Кондуктор	323,9	200
Промежуточная	244,5	800
Эксплуатационная	168,3	2250

Таблица 7.3 – Рекомендуемая конструкция для 2 оценочных скважин

Название обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска
Кондуктор	323,9	200
Промежуточная	244,5	800
Эксплуатационная	168,3	2700

**Таблица 7.4 – Рекомендуемая конструкция для поисковой скважины**

Название обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска
Кондуктор	426	200
1 Промежуточная	323,9	800
2 Промежуточная	244,5	2250
Эксплуатационная	168,3	3500

Допускается, без внесения изменений в технический проект по согласованию с проектной организацией, отклонение глубины по стволу скважины и длины обсадной колонны от предусмотренных в техническом проекте в пределах  $\pm 250$  м (для наклонно-направленных и горизонтальных скважин  $\pm 300$  м) (ЕПРКИН).

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

Прочность обсадных колонн с устьевым оборудованием и противовыбросовым оборудованием (ПВО) должны обеспечивать безопасность при:

- 1) герметизации устья и задавке скважины при ликвидации ГНВП, выброса, открытом фонтанировании;
- 2) воздействие гидростатического и динамического давления бурового раствора, максимальной плотности, находящейся в колонне;
- 3) воздействие максимальных сминающих нагрузок при ГНВП, открытом фонтанировании, зон поглощения и текучести;
- 4) воздействие вертикальных нагрузок на растяжение и смятие.

Конструкция устья скважины и колонной головки с целью предупреждения и ликвидации аварий и ГНВП предусматривают:

- 1) подвеску с расчетной натяжкой промежуточных и эксплуатационных колонн с учетом компенсации температурных деформаций на стадиях работы скважины (колонны), и подвеску колонны бурильных труб на ПВО;
- 2) контроль за флюидопроявлениями за обсадными колоннами;
- 3) возможность аварийной задавки скважины.

## **7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин**

К способу вторичного вскрытия продуктивных пластов предъявляется ряд обязательных требований:

- Обеспечивать эффективную гидродинамическую связь пласта со скважиной.
- Поддерживать устойчивость горных пород ПЗП и предупреждать обрушение стенок скважины.

- Создавать условия селективного вскрытия продуктивных и изоляцию водо насыщенных пропластков.
- Обеспечивать прохождение к забою необходимого оборудования, инструмента и геофизических приборов.

Комплекс работ по опробованию или освоению скважин должен обеспечивать:

- 1) максимальную очистку призабойных зон пласта от промывочной жидкости;
- 2) сохранение скелета пласта в призабойной зоне;
- 3) предупреждение прорыва подошвенной воды и газа из газовой шапки;
- 4) термогидродинамические исследования по определению количественной и качественной характеристик пласта и его геофизических параметров;
- 5) предотвращение неконтролируемых газоводонефтепроявлений и открытых фонтанов;
- 6) предотвращение деформации эксплуатационной колонны;
- 7) охрану недр и окружающей среды.

Сообщение продуктивного пласта со стволом скважин обеспечивается путем перфорации зацементированной колонны, установки фильтра без его цементирования или путем оставления открытого забоя.

Вскрытие продуктивных пластов перфорацией является наиболее распространенным способом.

Устье скважины перед перфорацией эксплуатационной колонны оборудуется перфорационной задвижкой или превенторной установкой согласно техническому проекту на бурение скважин и утвержденной схеме, а скважина заполняется буровым раствором (жидкостью) при минимальном содержании твердой фазы с плотностью, исключающей возможность нефтегазопроявлений, но и обеспечивающей максимальное сохранение естественной проницаемости и нефтенасыщенности коллектора.

Способы вскрытия пласта и интервалы перфорации намечает геологическая служба организации-заказчика после получения материалов геофизических исследований фактического разреза скважины до спуска колонны.

Способ, тип и плотность перфорации выбираются с учетом геолого-промысловых характеристик объектов в соответствии с областями и условиями применения методов перфорации и не должны вызывать побочных нарушений в обсадных трубах и в цементном камне.

Работа по вторичному вскрытию продуктивных пластов (перфорации) производится геофизическими организациями.

При подготовке скважины к вторичному вскрытию проводят следующие работы: - эксплуатационную колонну тщательно промывают. Колонна должна быть заполнена жидкостью, обеспечивающей необходимое противодействие на вскрываемые пласты. Это может быть буровой раствор, на котором производилось первичное разбуривание пластов, или другая жидкость, не ухудшающая коллекторские свойства. В зону перфорации и выше ее на 100-200 м можно закачать специальную жидкость (перфорационную среду), которая не содержит твердой фазы, имеет низкую фильтрацию. Это могут быть водные растворы хлоридов, пена, пластовые воды, жидкости на углеводородной основе (нефть, конденсат, дизтопливо, эмульсии и др.). При необходимости утяжеления в состав перфорационной среды вводятся легкорастворимые утяжелители ( $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{FeCO}_3$ ). - на устье скважины устанавливается колонная головка и перфорационная задвижка, рассчитанные на ожидаемое давление.

Тип и параметры бурового раствора для вскрытия пластов в техническом проекте на бурение скважин обосновываются в соответствии с особенностями геолого-физического строения, коллекторских и фильтрационных характеристик пластов с учетом целей и методов исследований, проводимых в процессе бурения. В качестве буровых растворов применяют такие системы, которые обеспечивают максимальное сохранение естественной проницаемости и нефтенасыщенности коллектора, а также возможность проведения необходимого комплекса геофизических исследований. (ЕПРКИН)

Плотность бурового раствора (если она не вызывается необходимостью обеспечения устойчивости стенок скважины) в интервалах совместимых условий бурения определяется из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) на величину:

- 1) 10-15 % – для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м включительно), но не более 1,5 МПа (15 кгс/см<sup>2</sup>);
- 2) 5-10 % – для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500 м включительно), но не более 2,5 МПа (25 кгс/см<sup>2</sup>);
- 3) 4-7 % – для скважин глубиной более 2500 м, но не более 3,5 МПа (35 кгс/см<sup>2</sup>).

Исходя из опыта строительства скважин на месторождении рекомендуется бурение ствола под эксплуатационную колонну производить буровым раствором плотностью 1,16 – 1,18 г/см<sup>3</sup>.

Для поддержания рабочих параметров бурового раствора необходимо использовать четырехступенчатую систему очистки бурового раствора, иметь на буровой укомплектованную специалистами и оборудованную лабораторию, а также комплекс оборудования, позволяющий готовить и обрабатывать буровой раствор.

При выборе системы бурового раствора необходимо учитывать литологию и давления по разрезу, а также конструкцию скважины/обсадных колонн. При выборе системы бурового раствора должны учитываться следующие факторы: геологические данные, пластовое давление, гидравлические параметры, требования по очистке ствола и устойчивости стенок скважины, воздействие на окружающую среду и содержание твердой фазы. Оптимальная организация и управление системой материального снабжения в промысловых условиях важны не только при проведении текущих буровых работ, но и при составлении плана действий в непредвиденных ситуациях.

При выборе раствора для проводки интервалов коллекторов и продуктивных горизонтов необходимо учитывать способ заканчивания, методы очистки скважины, химические свойства горных пород, а также требование к минимизации «загрязнения» призабойной зоны.

В целях повышения продуктивности и приемистости скважин, улучшения их гидродинамической связи с пластом, выравнивания профилей притока и приемистости, ускорения их освоения и ввода в эксплуатацию недропользователями планируются и осуществляются различные методы воздействия на призабойную зону скважин и прискважинную часть пласта (различные виды кислотных обработок скважин, гидравлический разрыв пласта, виброобработка, тепловые методы, методы гидродинамического воздействия и различные их комбинации).

Выбор конкретного метода воздействия осуществляется недропользователями на основе комплекса исследований, направленных на изучение состояния призабойной зоны пласта, состава пород и жидкостей, а также систематического обобщения и изучения результатов применения различных методов воздействия по скважинам и рассматриваемому объекту подрядными или сервисными организациями по ремонту скважин.

## **8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ**

Обоснование проекта плана добычи нефти и попутного газа, объемов буровых работ по рекомендуемому варианту выполнено на основе результатов технико-экономических показателей с 2026 по 2051 годы и анализа технических решений разделов 4-6.

В таблице 8.1 приведены плановые показатели по объемам бурения, добыче нефти и газа по рекомендуемому варианту 2 месторождения Есжан.

Таблица 8.1 – I объект. Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ

№ п/п	Показатели	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
1	Добыча нефти, тыс. т	13,9	42,4	38,2	34,4	30,9	25,3	22,8	20,5	16,6	14,9	13,5	10,8	9,7	8,7	7,8	7,1	5,6	4,6	4,0	3,6	3,2	2,9	2,6	2,4	2,1	1,9
2	В т. ч. из: переходящих скважин, тыс.т.	1,3	42,4	38,2	34,4	30,9	25,3	22,8	20,5	16,6	14,4	13,0	10,8	9,7	8,7	7,8	7,1	5,6	4,6	4,0	3,6	3,2	2,9	2,6	2,4	2,1	1,9
3	новых скважин, тыс.т.	12,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	из переведенных скв. с др.объектов	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Ввод новых добывающих скважин, шт	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
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	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
7	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднее число дней работы новой скважины, дни	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
12	В т.ч. - добывающие скв.	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
13	- вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	16425	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	1,9	1,3	42,4	38,2	34,4	30,9	25,3	22,8	20,5	16,6	14,4	13,0	10,8	9,7	8,7	7,8	7,1	5,6	4,6	4,0	3,6	3,2	2,9	2,6	2,4	2,1
17	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	1,9	1,3	42,4	38,2	34,4	30,9	25,3	22,8	20,5	16,6	14,4	13,0	10,8	9,7	8,7	7,8	7,1	5,6	4,6	4,0	3,6	3,2	2,9	2,6	2,4	2,1
18	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	1,3	42,4	38,2	34,4	30,9	25,3	22,8	20,5	16,6	14,4	13,0	10,8	9,7	8,7	7,8	7,1	5,6	4,6	4,0	3,6	3,2	2,9	2,6	2,4	2,1	1,9
19	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	-0,6	41,1	-4,2	-3,8	-3,4	-5,6	-2,5	-2,3	-3,9	-2,2	-1,5	-2,2	-1,1	-1,0	-0,9	-0,8	-1,5	-1,0	-0,6	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2
20	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	0,0	-10,0	-10,0	-10,0	-18,2	-10,0	-10,0	-19,0	-13,0	-10,3	-16,9	-10,0	-10,0	-10,0	-10,0	-21,3	-18,0	-12,2	-10,0	-10,0	-10,0	-10,0	-10,0	-10,0	-10,0
21	Мощность новых скважин, тыс.т.	92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	11	11	11	11	11	10	10	10	9	9	9	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
25	В т.ч. нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	10	10	10	10	10	9	9	9	8	8	8	7	7	7	7	7	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
27	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	18,9	17,3	15,9	14,6	13,4	12,4	11,5	10,6	9,9	9,2	8,6	8,1	7,6	7,3	6,9	6,7	6,5	6,4	6,4	6,3	6,2	6,2	6,1	6,1	6,0	5,9
31	переходящих скважин по жидкости, т/сут	18,9	17,3	15,9	14,6	13,4	12,4	11,5	10,6	9,9	9,2	8,6	8,1	7,6	7,3	6,9	6,7	6,5	6,4	6,4	6,3	6,2	6,2	6,1	6,1	6,0	5,9
32	новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Средняя обводненность продукции: действующего фонда скважин, %	23,1	24,5	25,9	27,5	29,1	30,9	32,7	34,7	36,8	39,0	41,3	43,8	46,4	49,2	52,2	55,3	58,6	62,1	65,9	69,8	74,0	78,5	83,2	88,1	93,4	96,2
34	новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут	14,5	13,1	11,7	10,6	9,5	8,6	7,7	6,9	6,2	5,6	5,1	4,6	4,1	3,7	3,3	3,0	2,7	2,4	2,2	2,0	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2
36	переходящих скважин по нефти, т/сут	14,5	13,1	11,7	10,6	9,5	8,6	7,7	6,9	6,2	5,6	5,1	4,6	4,1	3,7	3,3	3,0	2,7	2,4	2,2	2,0	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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 всего, тыс.т.	18,1	56,2	51,6	47,4	43,7	36,6	33,9	31,4	26,3	24,5	22,9	19,2	18,1	17,2	16,4	15,8	13,4	12,0	11,7	11,9	12,5	13,5	15,6	19,9	32,4	50,9
39	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	18,1	56,2	51,6	47,4	43,7	36,6	33,9	31,4	26,3	24,5	22,9	19,2	18,1	17,2	16,4	15,8	13,4	12,0	11,7	11,9	12,5	13,5	15,6	19,9	32,4	50,9
40	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	53,2	109,4	161,0	208,4	252,1	288,7	322,5	353,9	380,2	404,7	427,6	446,8	464,9	482,0	498,5	514,3	527,7	539,7	551,5	563,4	575,9	589,4	605,0	625,0	657,4	708,3
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	47,4	89,9	128,1	162,5	193,4	218,7	241,5	262,0	278,6	293,5	307,0	317,8	327,5	336,2	344,0	351,1	356,6	361,2	365,2	368,8	372,0	375,0	377,6	380,0	382,1	384,0
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,030	0,057	0,081	0,103	0,122	0,138	0,153	0,166	0,176	0,185	0,194	0,201	0,207	0,212	0,217	0,222	0,225	0,228	0,231	0,233	0,235	0,237	0,239	0,240	0,241	0,243
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	12,4	23,4	33,4	42,3	50,4	57,0	62,9	68,2	72,6	76,4	79,9	82,8	85,3	87,5	89,6	91,4	92,9	94,1	95,1	96,0	96,9	97,6	98,3	98,9	99,5	100,0
45	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,63	11,05	9,95	8,95	8,06	6,59	5,93	5,34	4,33	3,89	3,50	2,80	2,52	2,27	2,04	1,84	1,45	1,19	1,04	0,94	0,84	0,76	0,68	0,62	0,55	0,50
46	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	3,98	12,61	12,99	13,43	13,97	13,28	13,78	14,39	13,61	14,18	14,87	13,98	14,62	15,42	16,40	17,66	16,89	16,66	17,56	19,16	21,34	24,41	29,07	36,88	52,59	99,83
47	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
49	Компенсация отбора закачкой: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Добыча нефтяного газа, млн.м3	2,5	7,6	6,9	6,2	5,6	4,6	4,1	3,7	3,0	2,7	2,4	1,9	1,7	1,6	1,4	1,3	1,0	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3
51	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	4,25	11,89	18,77	24,96	30,53	35,08	39,18	42,87	45,86	48,55	50,98	52,91	54,66	56,23	57,64	58,91	59,91	60,73	61,45	62,10	62,68	63,21	63,68	64,11	64,49	64,83

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

Месторождение Есжан введено в промышленную эксплуатацию в 2018 году и находится на начальной стадии разработки. Поскольку месторождение разбурено не полностью, оценить эффективность применяемой системы разработки на данной стадии рано. По плану на месторождении ожидается дальнейшее разбуривание, по итогам которого в результате мониторинга, можно оценить энергетическое состояние залежи, и дать оценку эффективности реализуемой системы разработки на месторождении.

Контроль разработки месторождения предлагается осуществлять в виде комплекса целенаправленных и планомерных исследований, направленных на получение необходимого и достаточного объема информации для решения отдельных задач разработки.

Контроль разработки осуществляется в целях:

- выявления фактической технологической эффективности, как системы разработки объектов в целом, так и отдельных технологических решений, используемых в этой системе, включая мероприятия по их регулированию;
- получения информации, необходимой для оптимизации осуществляемых процессов разработки и проектированию мероприятий по их усовершенствованию.

Для месторождения Есжан контроль разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования предлагается вести с использованием следующих основных видов исследований:

- Определение дебитов жидкости добывающих скважин и приёмистости нагнетательных скважин, содержание парафина в добываемой продукции.
- Физико-химических исследования свойств нефти и нефтяного газа.
- Гидродинамические исследования пластов и скважин.
- Промыслово-геофизические исследования скважин.
- Гидрохимические исследования.

Виды и периодичность исследований для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования месторождения определены на основании «Методических указаний ...», «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», «Руководства по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений».

Комплекс исследований предусматривает проведение систематических

(периодических) и единичных (разовых) замеров, и приведен в таблице 9.1.

**Таблица 9.1 – Виды и объемы исследовательских работ по контролю за разработкой**

№ п/п	Виды исследований	Периодичность
1	Замер дебитов нефти, жидкости, газа малодебитные (до 5 т/сут) средне- и высокодебитные	один раз в 15 дней один раз в 7 дней
2	Определение обводненности продукции. по безводным скважинам по обводняющимся скважинам	ежемесячно ежемесячно
3	Определение газового фактора при $R_{пл} > R_{нас}$ при $R_{пл} < R_{нас}$	один раз в год ежеквартально (ежемесячно)
4	Определение пластового давления и температуры по наблюдательному фонду	ежеквартально
5	Определение забойного давления и температуры по действующему фонду	ежеквартально
6	Исследование МУО (не менее, чем на 3 режимах)	разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ, в случае фонтанирования скважин
	по переходящим	по мере необходимости
7	Исследование методом восстановления давления (КВД)	разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ
	по переходящим	по мере необходимости
8	Исследование профиля притока (комплекс ПГИ)	разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ
	по переходящим	по мере необходимости
9	Отбор глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа.	в процессе эксплуатации – по мере необходимости
10	Отбор проб и физико-химический анализ пластовой воды	при наличии воды в продукции скважин - ежеквартально
11	Определение объема закачиваемой воды	ежемесячно
12	Исследования профиля поглощения	разовые исследования во всех вновь вводимых скважинах.
	по переходящим	по мере необходимости
13	Обследование тех. состояния эксплуатационных скважин	разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах
	по переходящим	по мере необходимости
14	Контроль положения ВНК и оценка изменения нефтенасыщенности	по мере необходимости
15	Гидропрослушивание	по мере необходимости

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих, нагнетательных и контрольных скважинах с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, в расконсервированных скважинах, введенных в эксплуатацию, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация до и после мероприятия с целью оценки его эффективности.

***Определение дебита жидкости по добывающим скважинам и приёмности нагнетательных скважин***

Обводненность добываемой продукции на месторождении замеряется на регулярной

основе, ежемесячно.

Определение дебита жидкости добывающих скважин должно осуществляться достоверными замерными устройствами в соответствии с инструкцией эксплуатации. Длительность измерений дебита по каждой скважине должна устанавливаться дифференцированно, исходя из необходимости измерения дебита с погрешностью, не превышающей паспортную погрешность установки.

Приёмистость нагнетательных скважин измеряется вихревыми счётчиками в соответствии с инструкциями по эксплуатации этих приборов.

Основным технологическим требованием к системам контроля приёмистости является обеспечение возможности отдельного измерения приёмистости по каждой нагнетательной скважине.

Измерения дебитов должны проводиться по всем добывающим скважинам от одного раза в неделю до 15 дней в зависимости от обводненности добываемой продукции в скважинах. Приёмистость нагнетательных скважин должна проводиться ежемесячно. Периодичность проведения измерения дебитов (приёмистости) приведена в таблице 7.1.1.

#### ***Комплекс физико-химических исследований нефти***

Согласно РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-физических, гидродинамических методов для контроля разработки нефтяных месторождений» и «Единым правилам по рациональному и комплексному исследованию недр...» в обязательный комплекс систематических (периодических) исследований по контролю разработки месторождений входят:

- отбор и исследование глубинных и поверхностных проб нефти;
- замеры промыслового газового фактора;
- определение обводненности продукции скважин.

Устьевые пробы нефти с целью определения основных свойств дегазированной нефти (плотности, вязкости, фракционного состава и др.) на месторождении рекомендуется отбирать по мере необходимости.

Глубинные пробы нефти необходимо отбирать с помощью специальных пробоотборников в непосредственной близости от зоны притока нефти с соблюдением правил и требований подготовки скважины к отбору глубинных проб пластового флюида.

Исследования проб пластовой нефти выполняются в соответствии с ОСТом 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти».

Как уже было отмечено выше, фактически после составления ТСР на месторождении дополнительные поверхностные и глубинные пробы нефти не отбирались.

### ***Комплекс гидродинамических исследований***

В процессе промышленной разработки месторождения следует предусматривать надежный контроль за изменением технологических параметров работы скважин и промысловых характеристик пластовой системы в течение всего времени реализации проекта. В связи с этим приводится минимально необходимый объем исследовательских работ:

1. Изучение режима работы продуктивных горизонтов по данным длительной эксплуатации скважин.

Важнейшим критерием рациональности разработки залежи является расход естественной пластовой энергии на единицу добычи жидкости, который контролируется следующими характеристиками:

- снижение пластового давления на единицу добычи жидкости;
- изменение профиля притока нефти.

В соответствии с этим, необходимо организовать контроль за изменением забойного давления, пластового давления и температуры при длительной работе скважин на постоянном режиме; на каждом установившемся режиме проводить исследование притока дебитометром.

2. Изучение дебитной характеристики скважин. Определить характер устойчивости дебитов скважин при различных режимах работы. Контроль за выносом мехпримесей для оценки устойчивости коллекторов. Для оценки текущей продуктивности скважин в конце каждого периода длительной эксплуатации на одном режиме проводится гидродинамическое исследование скважин методом установившихся отборов. Таким образом, будет возможность сравнения длительных и кратковременных режимных характеристик продуктивной толщи.

В проектных добывающих скважинах перед пуском их в работу проводятся режимные исследования с целью определения продуктивной характеристики и соответствия ее расчетным данным.

#### О технологии исследования методом установившихся отборов

Гидродинамические исследования методом установившихся отборов проводятся с целью контроля продуктивности добывающих скважин, изучения влияния режима работы скважины на её производительность и оценки фильтрационных параметров разрабатываемой залежи.

При исследовании этим методом измеряется дебит добывающей скважины (или приёмистость нагнетательной скважины) и соответствующее значение забойного давления

(динамический уровень) последовательно на нескольких, достаточно близких к установившимся, режимах эксплуатации скважин.

Исследования должны проводиться как разовые по всем новым скважинам, а также до и после ремонтов (ГТМ), связанных с изменением состояния призабойной зоны, по переходящим скважинам – по мере необходимости (таблица 9.1).

Для получения достоверной информации по ёмкостно-фильтрационной характеристике рекомендуется проводить исследования МУО не менее чем на 3-х режимах прямым и обратным ходом, с отработкой на каждом режиме около одной суток. Во время замера дебита на каждом режиме замеряется дебит жидкости, забойное давление (динамический уровень) и отбираются поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводненность и содержание песка. На основании данных исследования строится индикаторная диаграмма (зависимость дебит – депрессия на забое).

Метод установившихся отборов позволяет определить коэффициент продуктивности добывающей скважины, а также оценить значение комплексного параметра – гидропроводность пласта.

#### О технологии исследования методом восстановления давления

Метод восстановления давления (КВД) также используется для изучения гидродинамических характеристик скважин и фильтрационных свойств в районе этих скважин, но в условиях ярко выраженной неустановившейся фильтрации жидкости.

В процессе исследования методом восстановления давления регистрируется забойное давление 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 после исследований МУО. При остановке скважин на КВД, наряду с замером забойного давления, необходимо замерять затрубное и буферное давление для учёта притока жидкости к забою скважин после их остановки.

Исследования скважин методом восстановления давления (КВД) должны проводиться в виде разовых исследований во всех новых добывающих и нагнетательных скважинах, а также во время проведения ГТМ, по переходящим скважинам – по мере необходимости (таблица 9.1).

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 – единственный метод расчёта приведённого радиуса, важной характеристики состояния призабойной зоны скважины.

#### Метод исследования взаимодействия скважин

Метод исследования взаимодействия (гидропрослушивание) скважин позволяет:

- установить наличие или отсутствие гидродинамической связи по пласту между забоями исследуемых скважин;
- выявить неоднородности, нарушения, разломы и т.д. на участке пласта между исследуемыми скважинами;
- определить осредненные значения параметров гидропроводности и пьезопроводности пластов на участках между выбранными парами исследуемых скважин в условиях неустановившейся фильтрации жидкости. При этом коэффициент пьезопроводности пласта определяется без использования при обработке дополнительных данных.

Этот вид исследования относится к единичным (разовым) замерам, которые выполняются по мере необходимости.

Исследования по гидропрослушиванию следует проводить в остановленных реагирующих скважинах, с единичным (разовым) изменением режима работы возмущающей скважины (предпочтительно пуск или остановка). В реагирующих скважинах за несколько дней до начала исследования необходимо установить дифференциальные манометры для прослеживания регионального изменения давления в районе исследуемых скважин (запись "фона"). Необходимое условие – поддержание постоянства режима работы всех скважин на месторождении в период записи "фона" и во время снятия кривой реагирования.

#### ***Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин***

Исходя из анализа материалов качественной и количественной интерпретации геофизических исследований, геолого-технических условий их проведения, в скважинах, выходящих из бурения, наиболее рационально выполнение следующих промыслово-геофизических исследований в открытом стволе:

- в масштабе 1:500 по всему стволу скважины гамма-каротажа (ГК), 2-х зондового нейтрон-нейтронного каротажа (ННК), бокового каротажа (БК) или индукционный каротаж (ИК), кавернометрии, акустического каротажа (АК);

- в масштабе 1:200 в интервале продуктивной толщи, помимо перечисленных выше методов, плотностного гамма-гамма каротажа (ГГКП), микробокового каротажа (МБК), микрозондирование.

Проведенные исследования позволят расчленить разрез на коллекторы и вмещающие породы, определить фильтрационно-емкостные свойства и литологию, выделить эффективные нефтенасыщенные толщины, определить коэффициент нефтенасыщенности коллекторов.

Для оценки качества цементирования обсадных колонн в законченных бурением скважинах необходимо проведение акустического цементомера (АКЦ). Кроме этого, для контроля за техническим состоянием колонны и ее элементов, фактического диаметра и толщины стенок колонны, наряду с АКЦ следует включить в комплекс термометрию, толщинометрию.

Исследования качества цементирования следует выполнять после каждого воздействия на пласт – дострел, перестрел, гидроразрыв, обработка призабойной зоны и прочее.

С целью оценки степени выработки запасов нефти, распределения остаточных запасов, степени охвата пластов воздействием рабочего агента, характера перемещения ВНК, а также оценки технического состояния стволов скважин предусматривается проведение периодических и разовых комплексов геофизических исследований по контролю в эксплуатационных и нагнетательных скважинах.

Результаты интерпретации геофизических исследований по контролю используются также:

- для разработки геолого-технических мероприятий при оперативной оценке работы скважин в процессе их эксплуатации;
- в расчетах, проводимых по результатам гидродинамических исследований;
- при оценке эффективности обработок призабойных зон, проводимых для интенсификации добычи.

Для решения этих задач комплекс методов ГИС, проводимых по всему стволу скважины, должен включать термометрию и барометрию для контроля изменения температуры и давления, а также контрольный замер нейтронного каротажа.

В интервале перфорации комплекс ГИС должен состоять из следующих методов:

- ГК для привязки методов ГИС к разрезу и выявления гамма-аномалий, связанных с разработкой;

- локатора муфт и перфорационных отверстий (ИПО);
- ННК (нейтрон-нейтронный каротаж) для привязки методов ГИС к разрезу в случаях слабой дифференциации кривой ГК в интервале исследования;
- высокочувствительной термометрии (ВТ) для обнаружения мест притока пластового флюида;
- механической (РГД) и термокондуктивной (СТД) дебитометрии для выделения работающих толщин и определения профиля притока пластового флюида;
- ГГКП для разделения пластового флюида в стволе скважины на составляющие компоненты - газ, нефть, вода;
- влагометрии (ВГД) для обнаружения мест притока воды.

Первые исследования методами ГИС по контролю проводятся после вызова притока и достижения стабильного режима работы скважины, последующие – после любых воздействий на пласт (дострелы, перестрелы и прочее), изменений в продуктивности скважины, изменений состава добываемого флюида.

Комплекс методов ГИС в каждой скважине должен уточняться в зависимости от вскрытого разреза и состава пластового флюида.

Особое внимание должно быть уделено контролю за энергетическим состоянием залежей – давлению (Р, МПа), температуре ( $t^{\circ}\text{C}$ ), замеры которых должны осуществляться в сроки ближайšie к проведению комплекса ГИС по контролю.

Для получения информации, наиболее достоверно отражающей работу пласта необходимо соблюдать следующие правила компоновки скважинного оборудования – башмак НКТ должен находиться не менее 10 м выше верхних перфорационных отверстий, расстояние от нижних отверстий до искусственного забоя должно быть более 10 м.

Анализ материалов геофизических исследований, наряду с промысловыми данными позволит выделять работающие интервалы, определять профиль притока, характер поступающего из пласта флюида, отбивать газо-нефте-водоразделы, контролировать глубину спуска башмака НКТ, следить за техническим состоянием колонн, выявлять интервалы межколонных перетоков.

Результаты интерпретации геофизических исследований, как в открытом стволе, так и в действующих скважинах в комплексе с промысловыми данными позволят оценить степень и характер вскрытия продуктивного разреза, количественно оценить коэффициент охвата отбором, выделить эффективные толщины, охваченные и не охваченные выработкой.

Материалы ГИС послужат также основой при оперативной оценке работы каждой скважины, оценки герметичности колон и за колонного пространства, состояния скважинного оборудования.

При этом ГИС в действующих скважинах следует проводить в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими методами исследования.

#### ***Гидрохимические исследования***

При проектировании и разработке нефтегазовых месторождений изучение состава и свойств подземных вод необходимо для определения ресурсов для заводнения, контроля за заводнением и обводненностью залежей. Эксплуатация месторождения приводит к изменению экологических условий недр, поэтому необходим контроль за составом и свойствами вод, участвующих в технологическом процессе с целью прогнозирования техногенных гидрохимических процессов и проектирования системы утилизации промстоков. Результаты гидрохимических исследований используются при геолого-промысловых и гидродинамических исследованиях.

Гидрохимические исследования необходимо проводить по двум направлениям:

- изучение попутных вод нефтеносных пластов;
- изучение водоисточников хозяйственного и технического назначения.

*Исследования вод нефтегазоносных пластов* предназначены для уточнения и прогноза условий разработки месторождения при происходящих во время эксплуатации изменениях водной системы.

Данные исследования по пластовым водам, связанным с нефтегазопроявлениями, включают отбор проб и определение физико-химического состава вод, степени их нефте- и водонасыщенности, состава водорастворенной органики, определение микрокомпонентного состава подземных вод.

Результаты гидрохимических исследований в дальнейшем используются для составления оптимального проекта разработки месторождения.

Предметом исследовательских работ в процессе промышленной разработки является определение закономерностей изменения состава пластовых вод в пределах контура нефтеносности и защитной зоны. Поэтому дальнейшие исследования пластовой воды должны проводиться по каждой добывающей скважине при наличии воды в продукции в следующей периодичности:

- определение пластовой температуры – 1 раз в квартал;
- отбор проб и физико-химический анализ пластовой воды – 1 раз в квартал.

Для исследований в процессе эксплуатации месторождения контроль за свойствами

и состоянием водных объектов необходимо вести по следующим основополагающим показателям:

а) физико-химическая характеристика воды, в которую входят следующие параметры:

- физические параметры – плотность, вязкость, температура, водородный показатель (рН);

- химические параметры – 6-ти компонентный ионный состав ( $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Na}^+\text{+K}^+$ ), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ.

б) содержание микрокомпонентов – йода, брома, бора, рубидия, лития, цезия, стронция и аммиака.

в) состав водорастворенного нефтяного газа: содержание нейтральных и кислых газов (азота, гелия, углекислого газа, сероводорода) и углеродных компонентов (метана, этана, пропана, бутанов, пентанов, гексанов и пр.).

г) состав водорастворенной органики: битумы нейтральные, битумы кислотные, гуминовые кислоты, спирторастворимые вещества, ароматические вещества, нафтеновые кислоты, летучие кислоты.

#### *Контроль за качеством воды, применяемой в системе ППД*

С целью контроля за качеством закачиваемых вод, необходимо определять содержание в ней механических примесей и нефтепродуктов.

Замеры содержания в закачиваемой воде взвешенных частиц, нефтепродуктов и других примесей должны выполняться ежедневно.

Проводить гидрохимические исследования попутно-добываемых вод, стандартный шестикомпонентный анализ, с целью определения влияния закачиваемых вод на химический состав пластовых вод не менее 1-го раза в квартал.

## 10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Сущность проблемы охраны недр и окружающей среды состоит в обеспечении рационального использования природных ресурсов и безопасном проведении работ на разных стадиях разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Охрана и рациональное использование природных ресурсов в условиях высоких темпов развития производства является одной из важнейших социальных и экономических задач.

Промышленность, связанная с добычей и подготовкой нефти, относится к числу основных отраслей-загрязнителей. Наибольшую опасность представляет загрязнение гидросферы, атмосферы, земельных ресурсов и недр. Различные по химическому составу твердые отходы, а также сточные воды, образующиеся при нефтедобыче, при несоблюдении природоохранных мероприятий, загрязняя почвогрунты, поверхностные и грунтовые воды, ухудшают их санитарно-гигиеническое состояние и снижают биологическую продуктивность.

В связи с этим необходимы особые меры по охране недр и окружающей среды.

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 другие объекты окружающей среды – атмосферу, поверхностные и подземные воды, почвенные и земельные ресурсы, флору и фауну, и социально-экономические аспекты, должны обеспечить формирование системы экологических показателей, позволяющих объективно отразить всю совокупность последствий техногенного вмешательства в окружающую среду в районе разрабатываемого месторождения.

Данным разделом предусмотрены мероприятия, снижающие в процессе разработки месторождения Есжан загрязнение водных ресурсов, атмосферного воздуха, почв, растительного и животного мира.

Добыча нефти и газа по воздействию на природные комплексы относится к экологически опасным видам хозяйственной деятельности. Влияние её сказывается на компонентах природной среды – атмосферном воздухе, рельефе местности, подземных и поверхностных водах, животном мире, растительности, почве и, в конечном итоге, на человеке.

Детальный анализ всех аспектов воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду представлен отдельной книгой в экологической оценке к «Проекту разработки месторождения Есжан», 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.

### **10.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Есжан являются технологическое оборудование, системы и сооружения основного и вспомогательного производств, необходимые для добычи, сбора и транспорта продукции (углеводородного сырья).

Учитывая продолжительность ведения работ, площадь воздействия, расположение источников воздействия на атмосферный воздух, отсутствие крупных источников загрязнения атмосферы, способность атмосферы к самоочищению при незначительном вкладе в загрязнение от объектов воздействия, качество атмосферного воздуха, практически, сохранится на прежнем уровне.

*Основными мероприятиями по уменьшению образования загрязняющих веществ и охране атмосферного воздуха в процессе разработки месторождения являются:*

- использование современных новых технологий, а также современного нефтяного оборудования и строительной техники с минимальными выбросами в атмосферу;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные и нештатные ситуации;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;
- временное прекращение плановых ремонтов, связанных с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования и трубопроводов;
- герметизированная система сбора и подготовки газа с технологическим режимом по нормам проектирования, с целью уменьшения объема выбросов вредных веществ в атмосферу при возможных авариях;
- эксплуатация аппаратов, работающих под давлением, должна производиться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;

- при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности;
- проведение мониторинговых исследований за состоянием атмосферного воздуха.

## **10.2 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов**

Учитывая потенциальную опасность окружающей среде, которая может возникнуть в процессе разработки месторождения Есжан, проектом предусмотрен ряд мер по предотвращению негативного воздействия планируемых работ на компоненты окружающей среды:

- производственные процессы исключают какие-либо стоки с площадок технологических сооружений на рельеф;
- обвалование технологических площадок, исключающее разлив нефтепродуктов на рельеф;
- внедрение системы автоматики и телемеханики, обеспечивающих работу системы сбора и транспорта углеводородного сырья в безаварийном режиме;
- обеспечение регулярного режима наблюдений за уровнем и качеством грунтовых вод на месторождении.

Мероприятия по снижению воздействия на подземные воды условно можно разделить на две группы: общие меры и мероприятия по защите непосредственно грунтовых вод. Они в свою очередь делятся на технические и технологические меры для первой группы и профилактические и специальные для второй группы.

### К профилактическим мероприятиям относятся:

- выбор такого местоположения загрязняющего объекта, при котором его отрицательное воздействие на окружающую среду и грунтовые воды, в частности, будет минимальным;
- оценка воздействия проектируемого объекта на грунтовые воды и окружающую среду;
- изучение защищенности грунтовых вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения грунтовых вод.

### К специальным мероприятиям относятся:

- ликвидация областей загрязнения подземных вод путем откачки их из центра области загрязнения;
- откачка загрязненных подземных вод для локализации области загрязнения и недопущения дальнейшего распространения загрязняющих веществ по водоносному горизонту.

Осуществление специальных защитных мероприятий требует больших материальных затрат и зачастую сопряжено со значительными техническими трудностями. Особенно сложным является сброс больших количеств, откачиваемых загрязненных подземных вод. Поэтому в охране подземных вод важное значение имеют профилактические мероприятия.

### **10.3 Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира**

В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова при разработке месторождения необходимо:

- систематизировать движение наземных видов транспорта;
- движение наземных видов транспорта осуществлять только по имеющимся и отведенным дорогам;
- производить захоронение отходов только на специально оборудованных полигонах;
- до минимума сократить объемы земляных работ по срезке или выравниванию рельефа;
- бережно относиться и сохранять растительность;
- разработать и строго выполнять мероприятия по сохранению почвенных покровов, исключению эрозионных, склоновых и др. негативных процессов изменения природного ландшафта.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды твердыми отходами в соответствии с нормативными требованиями в Республике Казахстан («Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр») запланированы:

- инвентаризация, сбор отходов с их сортировкой по токсичности в специальных емкостях и на специально оборудованных полигонах;
- контроль выполнения запланированных мероприятий;
- обучение работающего персонала экологически безопасным методам ведения работ.

Для объективной оценки влияния загрязнения на почвы необходимо учитывать их устойчивость к загрязнению. Степень устойчивости почвы к химическим загрязняющим веществам оценивают по отношению к конкретному химическому загрязняющему веществу. Несмотря на высокую скорость разложения органических веществ в условиях сухого жаркого климата, почвы данной территории малоустойчивы к загрязнению, что обусловлено слабой гумусированностью, легким механическим составом с преобладанием песчаных фракций, низкой емкостью поглощения, незначительной буферной способностью. К местам повышенного риска загрязнения почвенного покрова месторождения относятся участки, непосредственно прилегающие к площадкам скважин и местам транспортировки в пределах месторождения.

Программой производственного мониторинга на месторождении предусматривается система наблюдений за почвами месторождения, которая заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному нарушению на предмет определения их загрязнения нефтью, химическими реагентами, солями, тяжелыми металлами и т.д.

В районе проведения запроектированных работ необходимо обеспечение следующих мероприятий по охране животного мира:

- защита окружающей воздушной среды;
- защиту поверхностных, подземных вод от техногенного воздействия;
- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- движение автотранспорта осуществлять только по отсыпанным дорогам с небольшой скоростью, с ограничением подачи звукового сигнала;
- ввести на территории месторождения запрет на охоту;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных;
- проектные решения по обустройству месторождения принять с учетом требований Республики Казахстан в области охраны окружающей среды, включая проведение работ по технической рекультивации после окончания работ.

Основными требованиями по сохранению объектов флоры и фауны является:

- сохранение фрагментов естественных экосистем;
- предотвращение случайной гибели животных и растений;

- создание условий производственной дисциплины, исключающих нарушения законодательства по охране животного и растительного мира со стороны производственного персонала.

В целях предупреждения нарушения почвенно-растительного покрова и для охраны животного мира при разработке месторождения намечаются нижеследующие мероприятия:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- принятие административных мер в целях пресечения браконьерства на территории месторождения;
- захоронение промышленных и хозяйственно-бытовых отходов производить только на специально оборудованных полигонах;
- поддержание в чистоте территории площадок и прилегающих площадей;
- исключение проливов нефти и нефтепродуктов, своевременная их ликвидация;
- проведение на заключительном этапе обустройства месторождения технической рекультивации.
- организация и проведение мониторинговых работ.

#### **10.4 Мероприятия по защите окружающей среды от негативного действия отходов**

Процесс разработки месторождения Есжан сопровождается образованием различных видов отходов, временное хранение которых, транспортировка, захоронение или утилизация могут стать потенциальными источниками воздействия на различные компоненты окружающей среды. Для минимизации воздействия влияния отходов на процесс жизнедеятельности окружающей среды необходима четко работающая схема сбора, хранения и утилизации отходов производства и потребления с учетом всех современных средств и технологий в этой области.

В целях более полного обеспечения защиты окружающей среды от отрицательного воздействия отходов разработаны организационно-технические мероприятия по снижению негативного воздействия и предотвращению загрязнения компонентов окружающей природной среды отходами производства и потребления.

*Основными мероприятиями по уменьшению влияния отходов производства на окружающую среду являются:*

- содержание производственной территории в должном санитарном состоянии;

- совершенствование технологических процессов с целью минимизации образования отходов производства, достижения уровня безотходного производства;
- осуществление дозировки химических реагентов только в специально оборудованных местах, исключающих их попадание в почву и водные объекты;
- разработка методов нейтрализации парящих отходов;
- исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов, технологий;
- предотвращение смешивания различных видов отходов;
- организация максимально возможного вторичного использования отходов по прямому назначению и других целей;
- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- сбор и безопасная для окружающей среды утилизация всех категорий сточных вод и отходов.

Суммарное воздействие всех отходов, так или иначе, затрагивает все компоненты окружающей природной среды.

### 10.5 Охрана недр

В целях наиболее организованного подхода к проведению мероприятий по охране недр деятельность нефтегазового предприятия по недропользованию должна проводиться в рамках директивных документов и нормативных требований, в соответствии с законами Республики Казахстан о недрах и по согласованию с местными и республиканскими недроохранными и природоохранными контролирующими органами.

Мероприятия по охране недр должны быть, прежде всего, направлены на высокую экологическую и экономическую эффективность при наименьшем отрицательном воздействии на состояние окружающей среды.

Мероприятия по охране недр в процессе разработки месторождения предусматривают:

- геологические исследования, направленные на полную и достоверную оценку месторождения;
- рациональное и комплексное использование природных ресурсов на всех этапах технологического процесса;
- полное извлечение нефти и газа;

- защита недр от обводнения, пожаров и других стихийных бедствий, усложняющих эксплуатацию месторождения;
- предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
- учет и контроль запасов основных полезных ископаемых;
- осуществления технических решений по предотвращению потерь нефти вследствие нарушений технологии разработки и эксплуатации нефтяных скважин, приводящих к обводнению и дегазации скважин;
- предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, обвалов стенок скважин, перетоков нефти, газа и воды в пласте;
- изоляцию пробуренных нефтяных, газовых скважин;
- герметичность обсадных колонн и надежность их цементирования;
- правильное выполнение работ по ликвидации и консервации скважин.

Общими экологическими требованиями на стадиях недропользования являются:

- сохранение земной поверхности;
- предотвращение техногенного опустынивания;
- сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель в связи со строительством дорог, скважин; применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов добычи и переработки минерального сырья;
- предотвращение ветровой эрозии почвы, отвалов и отходов производства;
- изоляция поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения;
- предотвращения истощения и загрязнения подземных вод.

Основу охраны недр составляют полнота и достоверность гидрогеологического, геологического, экологического, инженерно-геологического и технологического изучения объектов недропользования.

### **10.6 Мероприятия по ликвидации аварий**

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль.

Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при эксплуатации промышленных объектов на предприятии разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий.

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии предусмотрены специальные службы, которые выполняют следующие основные мероприятия:

- ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;
- обеспечение вспомогательных работ на производстве;
- трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведение контроля за планировочными работами;
- строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;
- контроль технического состояния оборудования;
- своевременное и качественное проведение технического обслуживания и ремонта;
- прекращение операций по сливу/наливу ГСМ при высоких скоростях ветра (10 м/с и более);
- проведение обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;
- принятие эффективных мер по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;
- использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее «жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;
- проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;

- проведение контроля режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий;
- планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;
- использование систем или методов математического моделирования аварийных ситуаций;
- задействование системы автоматического контроля, включающую аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;
- движение автотранспорта на месторождении регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;
- осуществление безопасной эксплуатации транспортных средств в соответствии с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Занесение в паспорта или ремонтные журналы все проведенные ремонты оборудования. Оформление приемки оборудования после капитальных ремонтов в виде актов комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;
- согласование с органами пожарного надзора Республики Казахстан мероприятий по пожарной безопасности, перечня первичных средств пожаротушения и мест их расположения;
- обеспечение рабочих и ИТР спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. Установка на промышленных площадках передвижных бытовых вагончиков для хранения спецодежды, уголков по технике безопасности.

Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ при эксплуатации месторождений.

### **10.7 Противозидемическая безопасность**

Эпидемиологическая ситуация по группе острых кишечных инфекций (ОКИ) в основном определяется уровнем санитарной благоустроенности населенных мест. Заболеваемость ОКИ, связанная с водным фактором распространения инфекции,

регистрируется преимущественно в летне-осенний период, что обусловлено большей степенью контакта населения с водой.

Основные противоэпидемические мероприятия:

- исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- включение в обязанности инженерно–технических работников организацию и контроль санитарного просвещения персонала по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;

- 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;

- наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- в связи с сезонной регистрацией чумы – обеспечение персонала, работающего на перемещении грунта, планировке, ремонтных работах защитной обувью (сапогами) и спецодеждой установленного типа;

- контроль за эпидемиологической обстановкой в районе месторождения и ежегодным взятием бактериологическим проб у животных – переносчиков особо опасных инфекций с привлечением специалистов противочумной станции и районной ветеринарной станции;

- необходим четкий контроль выполнения всех природоохранных мероприятий, предусматриваемых программами работ, и недопущение при этом возникновения аварийных ситуаций.

## 10.8 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 Есжан ТОО «Саутс-Ойл».

## 11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Месторождение Есжан, в соответствии с Классификацией запасов нефти РК, относится к месторождениям очень сложного строения, а по величине извлекаемых запасов УВ – к группе мелких. По данным разведочного, эксплуатационного бурения, детальной поплавовой корреляции разрезов скважин по материалам ГИС в дощанской свите установлены три продуктивных горизонта Ю-IV-А, Ю-IV-Б и Ю-IV-С. Глубина залегания палеозойских отложений здесь - от 1720 до 2300 м.

После «Подсчета запасов-2016г.», были пробурены скважины №17, 18 и проведены испытания в открытом стволе в скважине №А50, а также выполнены работы по переинтерпретации сейсмических данных 3Д. Согласно переинтерпретации сейсмических данных 3Д от 2022 г., были выделены возможные каналы (временный поток или конус выноса) по атрибутному анализу LaRho. Также результатам работ по переинтерпретации было обобщение 3Д сейсмических данных и разведочных скважин.

Юго-восточнее скважины №12 выделяется Юго-восточное поле, где была пробурена разведочная скважина №А50. Юго-восточное поле выделяется как продолжение месторождения Есжан, по корреляции скважин выделяются пласты-коллекторы в дощанской свите.

Геологические запасы нефти месторождения Есжан в пределах горного отвода составляют: по категориям С<sub>1</sub>- 1583 тыс.т и С<sub>2</sub> – 507 тыс.т (извлекаемые запасы - по категориям С<sub>1</sub>- 384 тыс.т и С<sub>2</sub> – 93 тыс.т). Всего С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> геологические запасы – 2090 тыс.т. (извлекаемые – 477 тыс.т).

Распределения геологических запасов нефти по категории С<sub>1</sub> по продуктивным горизонтам составляет: Ю-IV-Б – 1329 тыс.т (84 %) и Ю-IV-А – 254 тыс.т (16 %).

Следует отметить, что запасы по категорию С<sub>2</sub> в объеме 645 тыс.т (извлекаемые - 118 тыс.т) находятся за пределами Горного отвода месторождения Есжан.

Запасы нефти по категорию С<sub>2</sub> распределены между горизонтами таким образом:

- по продуктивному горизонту Ю-IV-А – 396 тыс.т,
- по горизонту Ю-IV-Б – 360 тыс.т, из них 345 тыс.т за пределами горного отвода,
- по горизонту Ю-IV-С - 96 тыс.т за пределами горного отвода.

На месторождении Есжан керн отобран в 6 скважинах из 19 пробуренных скважин. Отбор керна был проведен в скважинах №№4, 9, 13, 14, 15, 17. На этапе разведочного бурения отбор керна проводился произведен снарядом «Недра» и впоследствии керн отбирался односекционным керноотборником с железным керноприёмником. С отбором

керна на месторождении пробурено 45,15 м. Вынос керна составил 38,3 или 84,82 %. Диапазон выноса керна составлял от 3 до 9 м.

Физико-химические свойства и состав дегазированной нефти месторождения Есжан изучены по двум пробам нефти, отобранным со скважины №2 продуктивного горизонта Ю-IV-Б (интервал перфорации 1994-2004 м) и скважины №10 горизонта Ю-IV-А (интервал перфорации 1987-2000 м). В результате определены основные параметры пластовой нефти: давление насыщения, коэффициент сжимаемости, газосодержание, объемный коэффициент; плотность, вязкость и т.д.

Основной задачей доразведки месторождения является перевод запасов из категории С<sub>2</sub> в промышленную категорию С<sub>1</sub> и уточнение геологической модели месторождения с учетом вновь пробуренных поисковой и оценочных скважин.

С целью перевода запасов из категории С<sub>2</sub> в С<sub>1</sub> рекомендуется пробурить 2 оценочные скважины (№№ 51, 52) в районе скважин №14 и №15 (Ю-IV-А), также провести испытание в скважине №5 в интервале 2106-2115 м. Отобрать и проанализировать глубинные и поверхностные пробы флюидов.

В целях расширения Горного отвода по глубине и по площади в настоящей работе предусмотрено бурение 1 поисковой скважины №1R с глубиной 3500 м.

Необходимо продолжить изучение строения пластовых резервуаров продуктивных горизонтов Ю-IV-А, Ю-IV-Б, Ю-IV-С их продуктивности, фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и физико-химических свойств насыщающих их флюидов.

Недропользователю необходимо продолжить при дальнейшей работе на месторождении работы по рекомендациям ГКЗ РК:

- ✓ пробурить 3 скважины в районе запасов С<sub>2</sub>;
- ✓ продолжить работы по доизучению запасов, оцененных по категории С<sub>2</sub> путем бурения и испытания скважины;
- ✓ отобрать глубинные пробы по продуктивным горизонтам для подтверждения полученных параметров;
- ✓ провести отбор и анализ поверхностных проб нефти и газа;
- ✓ провести отбор и анализ проб пластовой воды с целью достоверного определения характеристик (в том числе значений минерализаций) пластовой воды;
- ✓ отобрать керн в продуктивных отложениях и провести стандартные и специальные исследования;
- ✓ провести спектрометрический гамма-каротажа в целях уточнения слоистой модели разреза;

- ✓ продолжить гидродинамические исследования продуктивных горизонтов;
- ✓ провести полный комплекс исследований при опробовании скважин;
- ✓ продолжить исследования пластовой нефти и изучение состава и свойства растворенного газа по всем горизонтам.

## 12 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

В качестве опытно-промышленного испытания новых технологий в данном проекте рассмотрено проведение геолого-технические мероприятия по снижению обводненности и увеличение дебита нефти в добывающих скважинах.

Международный опыт внедрения новых технологий при разработке месторождений нефти и газа показывает высокую эффективность. Основной целью применения различного рода новых технологий является повышение нефтеотдачи продуктивных горизонтов. Для увеличения дебита нефти и снижения обводненности в добывающих скважинах месторождения Есжан предлагается метод обработки призабойной зоны пласта химреагентами, на примере: BOT-THERMO MPC и BOT- POLYMER PRO.

BOT-THERMO MPC – технология универсальна, выполняет несколько задач комплексно и одновременно:

1. Разрыв химических связей между породой и углеводородом
2. Очистка призабойной зоны от кольматации буровым раствором и тяжелыми фракциями нефти
3. Создание новых каналов и микротрещин
4. Увеличение существующих фильтрационных каналов и пор
5. Кратковременный гидрокрекинг тяжелых фракций углеводорода
6. Временное увеличение температуры в ПЗП (до 50<sup>0</sup>С), а в некоторых случаях и до 80<sup>0</sup>С.
7. Борьба с солями (некоторые соли, которые создают проблемы с проницаемостью, могут быть устранены в пласте).
8. Возможно применение для увеличения проницаемости в нагнетательных скважинах.

Технология состоит из трех химических компонентов А, В, С в жидком виде, которые заранее подготавливаются производителем и разливаются по разным емкостям для дальнейшей обработки скважин. Все эти компоненты А, В, С, закачиваются поочередно в скважину и в процессе выполнения работ перед закачкой, смешиваются. Ручные миксеры являются наилучшим инструментом для обеспечения качественного перемешивания химических веществ и поддержания их в смешанном состоянии на протяжении всего процесса закачки.

*Химический Компонент А (ИР-1):*

- Внешний вид - темно-серая жидкость с гранулами;
- Плотность - 1,3 г/см<sup>3</sup>;
- рН – 4.5–4;

- Консистенция - состоит из жидкости и мелких твердых гранул, которые со временем оседают.

*Химический Компонент В (ИР-2):*

- Внешний вид - светло-желтая жидкость с порошком;
- Плотность - 1,6 г/см<sup>3</sup>;
- pH – 6–8;
- Консистенция - состоит из жидкого и пастообразного осадка.

*Химический Компонент С (использование опционально):*

- Состоит в основном из соляной кислоты (10–15 %) и добавлением ингибитора коррозии и хелатирующего агента.

- Плотность – 1,07–1,1 г/см<sup>3</sup>.

Предлагаемая инновационная технология ВОТ-THERMO MPC (Multistage Physical-Chemical) является Многостадийным Физико-Химическим методом и применяется непосредственно в призабойной зоне пласта с целью интенсификации добычи нефти. Технология основана на управляемом физико-химическом воздействии на горную породу и пластовые флюиды, в результате чего увеличивается фазовая проницаемость для нефти, активизируются застойные зоны и интенсифицируется приток углеводородов в призабойную часть пласта.

Достаточно эффективные результаты от применения данной технологии наблюдается в пластах со сложными неоднородными коллекторскими свойствами и содержащими АСП флюидами, также малодебитных скважинах.

Технология применяется в карбонатных и терригенных коллекторах.

*Необходимое оборудование для закачки ВОТ-THERMO MPC:*

- Установка для капитального ремонта скважин / колтюбинговый агрегат;
- Насосная установка;
- Резервуар с жидкостью глушения.

*Процесс закачки реагентов А, В, С:*

- Шаг 1. Из автоцистерны (10м<sup>3</sup>) начинаем подавать пресную воду на агрегат ЦА-320 и заполняем скважину жидкостью.

- Шаг 2. Реагент А подаем на агрегат ЦА-320 и закачиваем в скважину. Вытеснение химического вещества А на забое скважины (плотность - 1,3 г/см<sup>3</sup>).

- Шаг 3. Реагент В подаем на агрегат ЦА-320 и закачиваем в скважину. Вытеснение химического вещества В на забое скважины (плотность - 1,6 г/см<sup>3</sup>).

- Шаг 3. Химические вещества А и В смешиваются на забое скважины. Начало

реакции с образованием газа:  $H_2$ ,  $CO$ ,  $NH_3$ ,  $HO$ ,  $N_2$ ,  $O_2$ ,  $CO_2$ ,  $N_2O_3$ ,  $N_2O_5$ ,  $NO_2$ ,  $VO$ ,  $HNO_3$ .

- Шаг 4. Реагент С подаем на агрегат ЦА-320 и закачиваем в скважину.
- Шаг 5. Активация новой стадии реакции. Процесс нейтрализации. Выделяются горячие пары кислот ( $HCl$ ,  $HNO_2$ ,  $HNO_3$ ). Повышение температуры.

После выполненных работ закачки реагентов А В С, скважину оставляют на отстой 46 часов. После технического отстоя, скважину выводим на рабочий режим.

Технология VOT-THERMO MPC для забойного оборудования и обсадной колонны - безопасна. Реакция является контролируемой и специально разработана для того, чтобы протекать в безопасных температурных и давлениях в пределах колонны и пласта. Планирование обработки предусматривает подробную оценку конструкции скважины, материалов и оборудования, чтобы обеспечить их совместимость и безопасность проведения работ.

Обычно эффект VOT-THERMO MPC сохраняется от 8 до 20 месяцев (есть индивидуальные с эффектом более 5ти лет), в зависимости от характеристик месторождения и условий эксплуатации. В большинстве случаев операторы окупают затраты в течение 2–5 месяцев благодаря немедленному увеличению добычи.

Отличие технологии MPC от традиционных методов стимулирования:

- В отличие от традиционных методов (таких как кислотная обработка или гидроразрыв пласта) VOT-THERMO MPC не использует внешнее давление или механический разрыв пласта. Он вызывает контролируемые термохимические реакции внутри скважины и пласта, которые:

- Растапливают и мобилизуют тяжелые компоненты (например, парафины, асфальтены, битум)
- Очищают призабойную зону
- Вновь открывают закрытые поры и устраняют скин-эффект
- Улучшают связь пласта со скважиной

Это делает его подходящим для скважин и пластов, где традиционная стимуляция может быть неэффективной или рискованной.

VOT-POLYMER PRO – “химически” сшитый анионный **полиакриламид** с высокой молекулярной массой и с достаточной прочностью гелеобразования. В воде он не растворяется, а водонабухает. Гелеобразованная структура обладает высокими прочностными показателями и способностью выдерживать перепад давления более чем известные гелеобразованные системы.

Обычный полиакриламид держит  $70-80\text{ C}^-$  и дальше он стает просто водой. Наш

полиакриламид (полимер) он сделан под горячие скважины, может работать при температурных режимах до 130 С.

Полиакриламид (сокращенно ПАМ – представляет собой полимер и обладает высокой водопоглощающей способностью, образуя мягкий гель при гидратации).

*Область применения технологии BOT-POLYMER PRO:*

- Терригенные и карбонатные, поровые и трещинно-поровые нефтегазоносные пласты-коллекторы с выраженной емкостной и фильтрационной неоднородностью по мощности, характеризующиеся высоко и низкопроницаемыми, а также среднепроницаемыми интервалами.

- Увеличение коэффициента охвата пласта заводнением продуктивных горизонтов в нагнетательных скважинах;

- Привлечение в разработку низко проницаемых продуктивных горизонтов в нагнетательных скважинах;

- Увеличение нефтеотдачи пластов при заводнении вязкими полимерными системами, как в нагнетательных, так и добывающих скважинах;

- Контроль за разработкой месторождения через трассерные исследования;

- Повышение продуктивности обводненных скважин за счет водоизоляции в добывающих скважинах.

*Преимущества технологии BOT-POLYMER PRO*

1. Увеличение блокирующего эффекта за счет образования гидроизолирующего экрана значительной

площади;

2. Не образует нерастворимый осадок;

3. Возможность регулирования вязкостных характеристик раствора;

4. Работает при температуре 130°С.

5. BOT-POLYMER PRO– водонабухающий «сшитый» полимер;

6. Фильтруется только на высокопроницаемых поровых каналах.

7. Длительный эффект (от 6 месяцев до 2х лет и более);

8. Технология BOT-POLYMER PRO применяется также для выравнивания профиля приёмистости (выравнивания фронта вытеснения) в нагнетательных скважинах.

*Для оценки перспективности применения технологии BOT-POLYMER PRO в скважине необходимо произвести:*

- Анализ геофизических исследований (каротажные диаграммы, профиль притока жидкости, температурный режим и т.д.)

- Анализ выделенных интервалов притока или приемистости в действующих скважинах (при приемистости менее 100 м<sup>3</sup>/сутки, предлагаем провести работы по увеличению проницаемости (кислотная ванная, кислотная обработка под давлением и т.п.);
- Анализ параметров работы скважин за последний период (желательно за последние 12 месяцев)
- Определяем эффективность применения технологии BOT-POLYMER различными физико-химическими (СКО и т.д.) и гидродинамическими методами, направленными на повышение нефтеотдачи пластов и интенсификацию добычи нефти.

*Процесс закачки BOT-POLYMER PRO и какое оборудование задействовано:*

*Добывающая (нефтяная) скважина*

1. Водоизоляционные работы с применением BOT-POLYMER проводятся в течении одного рабочего дня «сшитым» полимером нашего производства (также применяем некоторые ингредиенты европейских полимеров).
2. Сторона Исполнителя, предоставляет 2 технических специалистов для выполнения работ.
3. Для обработки скважины и приготовления раствора BOT-POLYMER используют типовые технические средства: ЦА-320 в количестве 2 единицы, 1 смеситель с электропитанием до 20 мЗ, емкость для пластовой воды до 30 м<sup>3</sup>, две автоцистерны емкостью по 10 мЗ каждая).
4. Раствор BOT-POLYMER смешиваем с пресной водой в смесителе.
5. Закачка готового раствора BOT-POLYMER подается в скважину через ЦА-320.
6. Раствор BOT-POLYMER готовят непосредственно возле скважины. Ремонтно-изоляционные работы скважины с использованием BOT-POLYMER осуществляют после ее промывки в следующей последовательности.
7. В призабойную зону пласта закачиваем рассчитанный объем водоизоляционного водонабухающего раствора, который на протяжении определенного времени (рассчитанного времени) формирует в поровом (или трещинном) пространстве призабойной зоны пласта водоизолирующую массу, которая образовывается селективно только в пространстве занимаемой водной фазой.
8. Необходимое условие для формирования изолирующей массы, кроме фактора времени, это фактор «четности». Это значит, что процесс необходим для химических и физико-химических превращений в пласте, то есть процесс образования тампонирующей массы в призабойной зоне пласта и в пласте, будет протекать только при наличии двух компонентов: основного компонента, который называется водоизолирующим реагентом и

вспомогательного (химический сшиватель –соли поливалентных металлов). Водоизоляционный раствор формирует в пласте, так называемый, барьер только для пластовой воды, пропуская при этом нефть.

По согласованию с Заказчиком, может применяться установка цементного моста. Также есть опыт работ по закачке раствора через затрубное пространство, без подъема скважинного оборудования.

9. Раствор BOT-POLYMER закачивают в насосно-компрессорные трубы (НКТ) при открытом затрубном пространстве в произвольном темпе. При этом контролируют количество закачиваемого раствора. После закачки BOT-POLYMER в объеме, равном сумме объемов насосно-компрессорных труб (НКТ) и интервала перфорации (на 5-10 метров выше), перекрывают затрубное пространство и в пласт задавливают рассчитанный объем раствора BOT-POLYMER. Затем без перерыва, цементировочным агрегатом подают продавливаемую жидкость в количестве равном объему насосно-компрессорных труб (НКТ) и рассчитанного объема продавливаемой жидкости. В качестве продавливаемой жидкости можно использовать раствор поверхностно-активных веществ (ПАВ), техническую воду или нефть. При закачке BOT-POLYMER нужно контролировать изменение давления, которое при нормальной работе сначала растет и потом падает.

10. Объемы рабочего раствора также зависит от геологической и гидродинамической характеристик пласта, свойства применяемого изоляционного реагента и поставленной перед РИР целью. В безупречных условиях (одинаковая проницаемость по толщине пласта) для отключения пласта довольно заполнить кольцевое место меж стенками скважины и обсадной колонны. В действительности из-за анизотропности пластов и наличия зон поглощения, необходимый объем раствора увеличивается и должен устанавливаться для каждого месторождения, площади, скважины опытным путем.

11. После выполненных работ закачки раствора BOT-POLYMER, скважину оставляют на отстой 96 часов. После технического отстоя, скважину выводим на рабочий режим. Работы закончены.

#### *Нагнетательная скважина*

Перед проведением нагнетания раствора BOT-POLYMER в нагнетательную скважину, нужно провести работы по определению ее воздействия на вокруг размещенных добывающих скважин. Для этого рекомендуется провести индикаторные исследования путем закачки в нагнетательную скважину трассерных жидкостей, с определением скорости движения воды, объема промытой зоны и расчетом необходимого объема закачки раствора BOTPOLYMER (по аналогии объем закачки будет в районе 150-200 м<sup>3</sup>).

## **13 РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

### **13.1 Общие положения**

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании».

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

К отношениям по разрешениям и лицензиям на недропользование по углеводородам, выданным, а также по контрактам на недропользование по углеводородам, заключенным до введения в действие Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса, согласно пунктам 8 и 9 статьи 126 - п.8 «Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательств по ликвидации последствий добычи, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов».

Недропользователем является ТОО «САУТС-ОЙЛ», имеющее Контракт №4510-УВС-МЭ сроком действия 25 лет (до 22.09.2042 г.).

По состоянию на 01.01.2026 г. накопленная сумма отчислений в ликвидационном фонде месторождения Есжан по информации Недропользователя составила 7 000,00 тыс.тенге. Указанная сумма размещена на депозитном счёте ТОО «САУТС-ОЙЛ» в АО «Bereke Bank» и передана в залог Министерству энергетики Республики Казахстан в соответствии с Договором залога банковского вклада по ликвидации последствий

недропользования № 114/2 от 19.07.2021 г., заключённым во исполнение требований статьи 57 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», а также Правил формирования, размещения и использования ликвидационного фонда, утверждённых приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 21 июня 2018 года № 245.

Нижеприведенный расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования сформирован в соответствии Нормативно-техническим документом по методике расчета размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования по углеводородам, утвержденный приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 17 января 2025 года №27-н/к (далее – НТД).

### **13.2 Расчет размера удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд**

Расчет размера ликвидационных расходов был произведен на основании текущего проекта разработки месторождения Есжан по контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» и существующих норм, и расценок по региону. Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по демонтажу по типам имеющегося оборудования, данные по климатическим характеристикам района проведения работ, данные по удельным объемам демонтажных работ, рассчитанные на основе проектов-аналогов, выполненных для промышленных объектов Республики Казахстан. При этом учитывались транспортные расходы на вывоз демонтируемого оборудования до соответствующих мест захоронения на отведенных полигонах.

Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд были рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства;
- расчет затрат на рекультивацию земли.

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла и рекультивацию земли. При этом, рекультивация земель должна проводиться с учетом местных почвенно-климатических условий, степени повреждения и загрязнения, ландшафтно-геохимической характеристики нарушенных земель, конкретного участка, требований руководящих документов.

#### **Расчет затрат на ликвидацию скважин**

Стоимость ликвидации одной скважины определена в соответствии с формулами (3) и (4) НТД, и основана на допустимых рыночных параметрах для сухопутных нефтяных месторождений.

Продолжительность ликвидационных работ 1 скважины принята на уровне 25 часов, что соответствует консервативному сценарию ликвидации скважины без осложняющих факторов (аварийность, прихваты, повышенная обводнённость), при условии использования типовой схемы цементации и наличия подрядной техники в регионе выполнения работ.

Стоимость одного часа услуг специализированной ликвидационной бригады принята в размере 230 тыс. тенге за час, что соответствует нижней–средней границе рыночных расценок подрядных организаций с учетом мобилизационных затрат.

Затраты на сырьё, цементные материалы, химические реагенты, а также утилизацию технологических жидкостей и сопутствующую логистику приняты в сумме 1 500 тыс. тенге, исходя из минимально необходимого объёма цементационных работ и стандартного набора расходных материалов для глубин порядка 2 200 м.

Таким образом, расчётная стоимость ликвидации одной скважины месторождения Есжан по контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» составляет 7 250 тыс. тенге без учета НДС.

**Таблица 13.2.1 – Расчет стоимость ликвидации одной скважины**

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение
1	Продолжительность работ	часы	25
2	Стоимость 1 часа услуг бригады	тыс. тг	230
3	Затраты на сырьё, цемент, материалы	тыс. тг	1 500
	<b>Стоимость ликвидации одной скважины</b>	тыс. тг	<b>7 250</b>

Принятые значения являются консервативной минимальной оценкой для условий Кызылординской области и могут быть уточнены на последующих стадиях проектирования при наличии коммерческих предложений специализированных подрядных организаций.

#### **Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства**

При расчёте затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства месторождения Есжан был сформирован перечень объектов наземной инфраструктуры и определена предполагаемая стоимость их демонтажа.

С учётом того, что месторождение Есжан относится к категории малых с объёмом добычи порядка 50 тыс. тонн углеводородов в год, а также включает всего 11 скважин, в том числе эксплуатационных и наблюдательных, в расчёте принята минимально

достаточная конфигурация наземного обустройства, характерная для месторождений данного типа.

При этом затраты на демонтаж объектов наземного обустройства рассматриваются в укрупненном виде по месторождению в целом, а не в расчете на каждую отдельную скважину, поскольку указанные объекты формируют единую простую технологическую схему эксплуатации фонда скважин месторождения и не относятся к крупной общепромысловой инфраструктуре.

В состав учитываемых объектов демонтажа включены:

- внутриплощадочные наземные трубопроводы и технологическая обвязка скважинных площадок;
- узлы замера добычи нефти и газа, включая элементы КИП;
- элементы системы временного хранения и налива углеводородов, включая накопительные и дренажные емкости малого объема, насосы и автоналивные устройства;
- прочие объекты наземной инфраструктуры, включая газосепараторы, устьевые нагреватели, газогенераторные установки, фундаменты, площадки, элементы заземления, обвалования и вспомогательные сооружения технологическая обвязка скважинных площадок и внутриплощадочные наземные трубопроводы.

Затраты на демонтаж объектов наземного обустройства месторождения Есжан определены в соответствии с требованиями НТД и рассчитаны по формуле (5) как сумма затрат на демонтаж внутриплощадочных наземных трубопроводов и технологической обвязки, узлов замера добычи, элементов системы хранения и налива углеводородов, а также прочих объектов наземной инфраструктуры

Расчет выполнен в укрупненном виде по месторождению в целом с учетом принятого состава наземного обустройства, предусмотренного в капитальных вложениях. При этом затраты на ликвидацию скважин в данный расчет не включаются, поскольку ликвидация скважин является самостоятельным видом работ и учитывается отдельно. Такой подход позволяет исключить двойной учет расходов на ликвидацию скважин и демонтаж объектов наземной инфраструктуры.

Итоговая сумма затрат на демонтаж объектов наземного обустройства месторождения Есжан принята по выбранному сценарию расчета и приведена в таблице 13.2.2.

**Таблица 13.2.2 – Расчёт затрат на демонтаж объектов наземного обустройства**

№ п/п	Показатель	Сумма, тыс. тенге без НДС
1	Демонтаж внутриплощадочных наземных трубопроводов и технологической обвязки	5,40 км×1,850=9 990,0
2	Демонтаж узлов замера добычи нефти и газа / КИП	7 350,0
3	Демонтаж элементов системы хранения и налива углеводородов	2 100,0
4	Демонтаж прочих объектов наземной инфраструктуры	7 600
	<b>Стоимость ликвидации одной скважины</b>	<b>27 040,0</b>

Таким образом, общая сумма затрат на демонтаж объектов наземного обустройства месторождения Есжан составляет 27 040,0 тыс. Тенге. Указанная сумма соответствует упрощенной схеме наземного обустройства месторождения, принятой в составе капитальных вложений, и отражает демонтаж площадочных объектов, технологической обвязки, узлов замера, элементов временного хранения и налива углеводородов, а также прочей вспомогательной инфраструктуры.

#### **Расчёт дохода от реализации металлолома при ликвидации одной скважины**

Доход от реализации металлолома при ликвидации одной скважины определён исходя из возможной реализации металлических элементов, образующихся в результате демонтажа наземных сооружений скважины. В расчёте учтены устьевая арматура, надземные участки трубопроводов (обвязка скважины), а также металлоконструкции, включая опоры, площадки и ограждения. Ориентировочная масса металлолома по каждому виду оборудования принята на основании типовых характеристик наземного обустройства скважин малых нефтяных месторождений. Цена металлолома принята в размере 90 тенге за 1 кг, что соответствует нижней оценке чистого (нетто) дохода с учётом потерь по засорённости, затрат на подготовку, погрузку и транспортировку металлолома. Расчёт выполнен без учёта налога на добавленную стоимость.

**Таблица 13.2.3 – Расчет дохода от реализации металлолома при ликвидации одной скважины**

№ п/п	Показатель	Ориентировочная масса металлолома, тн	Цена металлолома, тг/кг	Доход, тыс. тг
1	Устьевая арматура, фланцы, задвижки	1,3	90	117,0
2	Надземные участки трубопроводов (обвязка скважины)	2,5	90	225,0
3	Металлоконструкции (опоры, площадки, ограждения)	1,5	90	135,0
	<b>Итого</b>	<b>5,3</b>		<b>477,0</b>

Суммарная ориентировочная масса металлолома при ликвидации одной скважины составляет 5,3 тонны, а расчётный доход от его реализации — 477,0 тыс. тенге, что отражено в таблице 13.2.3.

### Расчет рекультивации земли

В соответствии с подпунктом 3 пункта 2 статьи 217 Экологического кодекса Республики Казахстан, природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и иных работ обязаны осуществлять рекультивацию нарушенных земель.

Расчёт затрат на рекультивацию земель выполнен в соответствии с требованиями НТД и произведён исходя из параметров нарушений земель, приходящихся на одну скважину.

При расчёте объёма рекультивируемых земель приняты следующие исходные данные:

- площадь территории, подлежащей рекультивации в расчёте на одну скважину, составляет 20 × 20 метров;
- средневзвешенная глубина рекультивации нарушенных земель принята равной 0,3 метра;
- норматив стоимости производства земельных работ принят в размере 5 000 тенге за 1 м<sup>3</sup>, что соответствует среднерыночной стоимости выполнения работ по рекультивации земель в формате «под ключ».

Объём рекультивации земель в расчёте на одну скважину определяется по формуле:

$$V=20\text{м}\times 20\text{м}\times 0,3\text{м}=120\text{ м}^3;$$

Таким образом, объём рекультивируемого грунта на одну скважину составляет 120 м<sup>3</sup>.

Затраты на рекультивацию земель в расчёте на одну скважину определяются следующим образом:

$$120\text{ м}^3 \times 5\,000\text{ тенге} = 600\,000\text{ тенге}$$

Итоговые затраты на рекультивацию земель, рассчитанные на одну скважину, составляют **600 тыс. тенге без учета НДС**.

### Результаты расчетов по территории ТОО «САУТС-ОЙЛ»

Итоговый расчет затрат на ликвидацию последствий разработки месторождения Есжан по контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» выполнен с учетом затрат на ликвидацию 51 скважин с рекультивацией нарушенных земель. Показатели расчета общей сметной стоимости работ в ценах 2026 года и удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования с учетом НДС 16 % и инфляцией 2 % приведены в таблице 13.2.4.

**Таблица 13.2.4 – Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд месторождения Есжан по контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ»**

№ п/п	Наименование	Ед. Измерения	Показатель
1	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тыс.тенге	79 750,00
		тыс.\$	159,50
2	Стоимость демонтажных работ объектов наземного обустройства промысла	тыс.тенге	27 040,00
		тыс.\$	54,08
3	Стоимость рекультивации земли	тыс.тенге	6 600,00
		тыс.\$	13,20
4	Доход при проведении ликвидационных работ	тыс.тенге	5 247,00
		тыс.\$	10,49
5	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования без учета НДС	тыс.тенге	108 143,00
		тыс.\$	216,29
6	Всего сумма затрат по ликвидации последствий недропользования, с учетом НДС и инфляции на конец рентабельного периода	тыс.тенге	205 807,26
		тыс.\$	411,61
7	Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд по состоянию на дату расчета	тыс.тенге	7 000,00
		тыс.\$	14,00
8	Сумма отчислений в ликвидационный фонд за рентабельный период с учетом НДС	тыс.тенге	198 807,26
		тыс.\$	397,61
9	Проектная добыча нефти за рентабельный период	тыс.тонн	350,50
10	Предполагаемый удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд	тенге/тонна	567,21
		\$/тонна	1,13

### 13.3 Сумма отчислений в ликвидационный фонд месторождения Есжан

В таблице 13.3.1 представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам по контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» согласно Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании».

**Таблица 13.3.1 – Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд месторождения Есжан**

Год	Годовая добыча нефти, тыс.т.	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд с учетом инфляции и НДС		Отчисления в ликвидационный фонд	
		долл./тонну	тенге/тонну	тыс. долл.	тыс. тенге
1	2	3	4	5	6
2026	13,9	1,13	567,21	15,81	7 907,13
2027	42,4	1,13	567,21	48,15	24 072,88
2028	38,2	1,13	567,21	43,33	21 665,59
2029	34,4	1,13	567,21	39,00	19 499,03
2030	30,9	1,13	567,21	35,10	17 549,13
2031	25,3	1,13	567,21	28,72	14 358,38
2032	22,8	1,13	567,21	25,85	12 922,54
2033	20,5	1,13	567,21	23,26	11 630,29
2034	16,6	1,13	567,21	18,84	9 420,53
2035	14,9	1,13	567,21	16,96	8 478,48
2036	13,5	1,13	567,21	15,26	7 630,63
2037	10,8	1,13	567,21	12,21	6 104,50
2038	9,7	1,13	567,21	10,99	5 494,05
2039	8,7	1,13	567,21	9,89	4 944,65
2040	7,8	1,13	567,21	8,90	4 450,18
2041	7,1	1,13	567,21	8,01	4 005,17
2042	5,6	1,13	567,21	6,31	3 154,07
2043	4,6	1,13	567,21	5,17	2 586,34
2044	4,0	1,13	567,21	4,54	2 270,93
2045	3,6	1,13	567,21	4,09	2 043,84
2046	3,2	1,13	567,21	3,68	1 839,45

*Продолжение таблицы 13.3.1*

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
2047	2,9	1,13	567,21	3,31	1 655,51
2048	2,6	1,13	567,21	2,98	1 489,96
2049	2,4	1,13	567,21	2,68	1 340,96
2050	2,1	1,13	567,21	2,41	1 206,86
2051	1,9	1,13	567,21	2,17	1 086,18
<b>Итого</b>	<b>350,50</b>			<b>397,61</b>	<b>198 807,26</b>

По данным таблицы 13.3.1 видно, что на основании произведенных расчетов, сумма обеспечения ликвидационного фонда по месторождению Есжан за рентабельный период 2026-2051 гг. составит 198 807 262,71 тенге или 397 614,53 долларов США (по курсу 500 тенге/доллар).

Выше произведённые расчеты подлежат пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки. По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Есжан в Кызылординской области РК» по состоянию изученности на 02.01.2025 г. (Протокол ГКЗ № 2783-25-У от 27.11.2025 г.), «Geoscience Consulting», г. Астана, 2025 г.
2. «Анализ разработки месторождения Есжан» (Протокол ЦКРР РК № 32/6 от 6.10.2022 г.), ТОО «Geoscience Consulting», г. Астана, 2022 г.
3. «Технологическая схема разработки месторождения Есжан» по состоянию на 01.07.2016 г. (Письмо КомГео № 27-5-869-и от 19.04.2017 г., Протокол ЦКР № 83/6 от 31.03.2017 г.), ТОО «Ast Nedra», г. Астана, 2017 г.
4. «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Есжан в Кызылординской области РК» по состоянию изученности на 02.01.2016 г. (Протокол ГКЗ № 1715-16-У от 21.10.2016 г.), ТОО «Ast Nedra», г. Астана, 2016 г.
5. Лысенко В.Д. «Проектирование разработки нефтяных месторождений», Москва, 1987 г.
6. Мищенко Н.Т. «Сборник задач по технологии и технике добычи нефти». Москва «Недра».
7. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» № 125-VI от 27.12.2017 г.
8. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр (№ 239 от 15.06.2018 г.).
9. Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений.

**ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ**

## III – Месторождение Есжан. Характеристика основного фонда скважин 1 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.		Перевод скважин под нагнет, ед.	Фонд скважин с начала разр., ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из наблюд. фонда, ед.	Экспл.бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут	
	всего	добыв.						Всего	добыв.	нагн.	всего	действующ.		нефть	жидкость
2026	0	0	0	18	3	1	36	0	0	0	4	4	0	5,0	6,5
2027	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	4,8	7,1
2028	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	4,5	7,2
2029	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	4,3	7,3
2030	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	4,1	7,3
2031	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	3,9	7,4
2032	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	3,7	7,5
2033	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	3,5	7,6
2034	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	3,3	7,6
2035	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	3,2	7,7
2036	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	3,0	7,8
2037	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	2,8	7,9
2038	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	2,7	7,9
2039	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	2,6	8,0
2040	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	2,4	8,1
2041	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	2,3	8,2
2042	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	2,2	8,3
2043	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	2,1	8,4
2044	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	2,0	8,4
2045	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	1,9	8,5
2046	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	1,8	8,6
2047	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	1,7	8,7
2048	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	1,6	8,8
2049	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	1,5	8,9
2050	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	1,5	9,0
2051	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	1,4	9,0
2052	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	1,3	9,1
2053	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	1,3	9,2
2054	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	1,2	9,3
2055	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	1,1	9,4
2056	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	1,1	9,5
2057	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	1,0	9,6
2058	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	1,0	9,7
2059	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	0,9	9,8
2060	0	0	0	18	0	0	36	0	0	0	4	4	0	0,9	9,9

## П2 – Месторождение Есжан. Характеристика основных показателей разработки 1 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопл. добыча нефти, тыс.т	Выработка извлекаем.запасов, %	КИН, д.е	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопл. добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %	Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>	
		начальн.	текущих							годовая	накопл.
2026	1,7	0,4	0,5	35,2	9,2	0,022	2,2	43,2	23,1	0,3	2,0
2027	6,2	1,6	1,8	41,4	10,8	0,026	9,4	52,5	33,3	1,1	3,2
2028	5,9	1,5	1,7	47,3	12,3	0,030	9,5	62,0	37,3	1,1	4,2
2029	5,6	1,5	1,7	53,0	13,8	0,033	9,6	71,5	41,0	1,0	5,2
2030	5,4	1,4	1,6	58,3	15,2	0,037	9,6	81,2	44,5	1,0	6,2
2031	5,1	1,3	1,6	63,4	16,5	0,040	9,7	90,9	47,8	0,9	7,1
2032	4,8	1,3	1,5	68,2	17,8	0,043	9,8	100,7	50,9	0,9	8,0
2033	4,6	1,2	1,5	72,8	19,0	0,046	9,9	110,7	53,8	0,8	8,8
2034	4,4	1,1	1,4	77,2	20,1	0,049	10,0	120,7	56,6	0,8	9,6
2035	4,1	1,1	1,3	81,3	21,2	0,051	10,1	130,9	59,2	0,7	10,4
2036	3,9	1,0	1,3	85,2	22,2	0,054	10,2	141,1	61,6	0,7	11,1
2037	3,7	1,0	1,3	89,0	23,2	0,056	10,3	151,4	63,9	0,7	11,7
2038	3,6	0,9	1,2	92,5	24,1	0,058	10,4	161,9	66,0	0,6	12,4
2039	3,4	0,9	1,2	95,9	25,0	0,061	10,5	172,4	68,0	0,6	13,0
2040	3,2	0,8	1,1	99,1	25,8	0,063	10,7	183,1	69,9	0,6	13,6
2041	3,0	0,8	1,1	102,2	26,6	0,065	10,8	193,9	71,7	0,5	14,1
2042	2,9	0,8	1,0	105,0	27,4	0,066	10,9	204,7	73,4	0,5	14,6
2043	2,7	0,7	1,0	107,8	28,1	0,068	11,0	215,7	75,0	0,5	15,1
2044	2,6	0,7	0,9	110,4	28,8	0,070	11,1	226,8	76,5	0,5	15,6
2045	2,5	0,6	0,9	112,9	29,4	0,071	11,2	238,0	77,9	0,4	16,0
2046	2,4	0,6	0,9	115,2	30,0	0,073	11,3	249,3	79,2	0,4	16,5
2047	2,2	0,6	0,8	117,5	30,6	0,074	11,4	260,7	80,4	0,4	16,9
2048	2,1	0,6	0,8	119,6	31,1	0,076	11,5	272,3	81,6	0,4	17,2
2049	2,0	0,5	0,8	121,6	31,7	0,077	11,7	283,9	82,7	0,4	17,6
2050	1,9	0,5	0,7	123,5	32,2	0,078	11,8	295,7	83,7	0,3	18,0
2051	1,8	0,5	0,7	125,4	32,65	0,079	11,9	307,6	84,7	0,3	18,3
2052	1,7	0,5	0,7	127,1	33,1	0,080	12,0	319,6	85,6	0,3	18,6
2053	1,6	0,4	0,6	128,7	33,5	0,081	12,1	331,7	86,4	0,3	18,9
2054	1,6	0,4	0,6	130,3	33,93	0,082	12,2	344,0	87,2	0,3	19,2
2055	1,5	0,4	0,6	131,8	34,3	0,083	12,4	356,3	88,0	0,3	19,4
2056	1,4	0,4	0,6	133,2	34,7	0,084	12,5	368,8	88,7	0,3	19,7
2057	1,3	0,3	0,5	134,5	35,03	0,085	12,6	381,4	89,4	0,2	19,9
2058	1,3	0,3	0,5	135,8	35,37	0,086	12,7	394,2	90,0	0,2	20,2
2059	1,2	0,3	0,5	137,0	35,7	0,087	12,9	407,1	90,6	0,2	20,4
2060	1,1	0,3	0,5	138,2	36,0	0,087	13,0	420,1	91,2	0,2	20,6

## ПЗ – Месторождение Есжан. Характеристика основного фонда скважин 3 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.		Перевод скважин под нагнет, ед.	Фонд скважин с начала разр., ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из наблюд. фонда, ед.	Экспл.бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Средняя приемистость 1 нагнет. скв., м3/сут
	всего	добыв.						всего	добыв.	нагн.	всего	действующ.		нефть	жидкость	
2026	7	7	0	25	3	1	50	0	0	0	11	11	0	14,5	18,9	0
2027	4	4	0	29	0	0	58	0	0	0	15	15	0	13,1	19,0	0
2028	0	0	0	29	0	0	58	0	0	0	15	15	0	11,7	19,2	0
2029	0	0	0	29	0	0	58	0	0	0	15	15	0	10,6	19,4	0
2030	0	0	0	29	0	0	58	0	0	0	15	15	0	9,5	19,6	0
2031	0	0	1	29	0	0	58	1	1	0	14	14	1	8,6	19,8	172
2032	0	0	1	29	0	0	58	1	1	0	13	13	2	7,7	20,0	134
2033	0	0	1	29	0	0	58	1	1	0	12	12	3	6,9	20,2	126
2034	0	0	0	29	0	0	58	0	0	0	12	12	3	6,2	20,6	130
2035	0	0	0	29	0	0	58	0	0	0	12	12	3	5,6	21,0	132
2036	0	0	0	29	0	0	58	0	0	0	12	12	3	5,1	21,4	135
2037	0	0	0	29	0	0	58	1	1	0	11	11	3	4,6	21,9	133
2038	0	0	0	29	0	0	58	0	0	0	11	11	3	4,1	22,3	144
2039	0	0	0	29	0	0	58	1	1	0	10	10	3	3,7	22,8	133
2040	0	0	0	29	0	0	58	0	0	0	10	10	3	3,3	23,2	136
2041	0	0	0	29	0	0	58	0	0	0	10	10	3	3,0	23,7	144
2042	0	0	0	29	0	0	58	1	1	0	9	9	3	2,7	24,2	132
2043	0	0	0	29	0	0	58	0	0	0	9	9	3	2,4	24,6	135
2044	0	0	0	29	0	0	58	0	0	0	9	9	3	2,2	25,1	139
2045	0	0	0	29	0	0	58	1	1	0	8	8	3	2,0	25,6	126
2046	0	0	0	29	0	0	58	0	0	0	8	8	3	1,8	26,1	129

## П4 – Месторождение Есжан. Характеристика основных показателей разработки 3 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопл. добыча нефти, тыс.т	Выработка извлекаем.запасов, %	КИН, д.е	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопл. добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>	
		начальн.	текущих							годовая	накопл.		годовая	накопл.
2026	13,9	3,6	4,0	47,4	12,4	0,030	18,1	53,2	23,1	0	0	0	2,5	4,3
2027	45,0	11,7	13,4	92,5	24,1	0,058	93,8	147,0	52,0	0	0	0	8,1	12,4
2028	42,8	11,1	14,7	135,2	35,2	0,085	94,8	241,8	54,9	0	0	0	7,7	20,1
2029	38,5	10,0	15,5	173,7	45,2	0,110	95,7	337,5	59,8	0	0	0	6,9	27,0
2030	34,6	9,0	16,5	208,3	54,3	0,132	96,7	434,2	64,2	0	0	0	6,2	33,2
2031	31,2	8,1	17,7	239,5	62,4	0,151	91,1	525,3	65,8	31	31	34	5,6	38,8
2032	26,5	6,9	18,3	266,0	69,3	0,168	85,5	610,7	69,0	49	80	57	4,8	43,6
2033	22,5	5,9	19,1	288,5	75,1	0,182	79,7	690,4	71,7	69	149	87	4,1	47,7
2034	19,1	5,0	20,1	307,7	80,1	0,194	81,3	771,6	76,4	71	220	90	3,4	51,1
2035	16,2	4,2	21,2	323,9	84,3	0,205	82,9	854,5	80,4	73	293	90	2,9	54,0
2036	13,1	3,4	21,9	337,0	87,8	0,213	84,5	939,1	84,5	74	367	90	2,4	56,4
2037	10,5	2,7	22,4	347,5	90,5	0,220	79,0	1018,1	86,7	73	440	95	1,9	58,3
2038	8,4	2,2	23,1	356,0	92,7	0,225	85,1	1103,2	90,1	79	518	95	1,5	59,8
2039	6,7	1,8	24,0	362,7	94,5	0,229	78,9	1182,1	91,5	73	591	95	1,2	61,0
2040	5,4	1,4	25,3	368,1	95,9	0,233	80,5	1262,6	93,3	74	666	95	1,0	62,0
2041	4,3	1,1	27,1	372,4	97,0	0,235	82,1	1344,7	94,7	79	745	99	0,8	62,7
2042	3,4	0,9	29,7	375,9	97,9	0,237	75,4	1420,1	95,4	73	817	99	0,6	63,4
2043	2,8	0,7	33,9	378,6	98,6	0,239	76,9	1497,0	96,4	74	891	99	0,5	63,9
2044	2,2	0,6	41,0	380,8	99,2	0,241	78,4	1575,4	97,2	76	967	100	0,4	64,3
2045	1,8	0,5	55,5	382,6	99,6	0,242	71,1	1646,5	97,5	69	1037	100	0,3	64,6
2046	1,4	0,4	99,9	384,0	100,0	0,243	72,5	1719,0	98,1	70	1107	100	0,3	64,8

## П4.2.9 – Расчет капитальных вложений. Вариант 1

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед.изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы тыс.долл.	Стоимость всего тыс.долл.	Распределение капитальных вложений																
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
						2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
<b>I</b>	<b>СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)</b>																					
1	Бурение добывающих скважин	скв.	0	885,3	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Бурение оценочных скважин	скв.	0	1 188,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Бурение поисковых скважин	скв.	0	1 188,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Перевод скважин из других категорий	скв.	1	30,0	30,0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расконсервация скважин	скв.	3	30,0	90,0	90																
6	Консервация скважин	скв.	0	20,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				120	120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Итого строительство скважин с учетом инфляции</b>				<b>120</b>	<b>120</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>II</b>	<b>НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО</b>																					
	<b>Обустройство промысла</b>																					
1	Обустройство скважин	скв.	0	20,85	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Технологическая обвязка площадки скважины d=89 мм	ед.	0	12	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Дооснащение расконсервируемых и переводимых скважин	ед.	4	10	40	40,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Газосепаратор	ед.	2	35	70	70,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Устьевой нагреватель НУС-0,1 / УН-0,2	ед.	2	24,5	49	49,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Узел замера нефти и газа / КИП	ед.	2	15	30	30,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Газогенераторная установка 50–100 кВт	ед.	1	85	85	85,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Дренажная емкость 10-16 м3	ед.	2	25	50	50,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Накопительная ёмкость 50м3	ед.	1	70	70	70,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Насос НШ-40 с автоналивным устройством	ед.	2	34	68	68,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Автомобильные дороги к новым скважинам	км	3	8,5	26	25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Прочее	%	-	1%	5	4,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				492	492	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Итого надземное строительство с учетом инфляции</b>				<b>492</b>	<b>492</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
	Всего со строительством скважин без учета инфляции				612	612	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Всего со строительством скважин с учетом инфляции</b>				<b>612</b>	<b>612</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

## Продолжение П4.2.9

№	Наименование работ, объектов и затрат	Распределение капитальных вложений																		
		18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	
		2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	
1	2	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	
<b>I</b>	<b>СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)</b>																			
1	Бурение добывающих скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Бурение оценочных скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Бурение поисковых скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Перевод скважин из других категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расконсервация скважин																			
6	Консервация скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Итого строительство скважин с учетом инфляции</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>II</b>	<b>НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО</b>																			
	<b>Обустройство промысла</b>																			
1	Обустройство скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Технологическая обвязка площадки скважины d=89 мм	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Дооснащение расконсервируемых и переводимых скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Газосепаратор	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Устьевой нагреватель НУС-0,1 / УН-0,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Узел замера нефти и газа / КИП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Газогенераторная установка 50–100 кВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Дренажная емкость 10-16 м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Накопительная ёмкость 50м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Насос НШ-40 с автоналивным устройством	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Автомобильные дороги к новым скважинам	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Прочее	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Итого надземное строительство с учетом инфляции</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
	Всего со строительством скважин без учета инфляции	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Всего со строительством скважин с учетом инфляции</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

## П4.2.10 – Расчет капитальных вложений. Вариант 3

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед.изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы тыс.долл.	Стоимость всего тыс.долл.	Распределение капитальных вложений																	
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
						2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
<b>I</b>	<b>СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)</b>																						
1	Бурение добывающих скважин	скв.	11	885,3	9 738,3	6 197	3 541	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Бурение оценочных скважин	скв.	5	1 188,0	5 940,0	2 376	0	0	0	0	1 188	1 188	1 188	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Бурение поисковых скважин	скв.	1	1 188,0	1 188,0	0	1 188	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Перевод скважин под нагнетание воды	скв.	3	100,0	300,0	0	0	0	0	0	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Перевод скважин из других категорий	скв.	1	30,0	30,0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Расконсервация скважин	скв.	3	30,0	90,0	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Консервация скважин	скв.	7	20,0	140,0	0	0	0	0	0	20	20	20	0	0	0	20	0	20	0	0	0	20
	Итого строительство скважин				17 426	8 693	4 729	0	0	0	1 308	1 308	1 308	0	0	0	20	0	20	0	0	0	20
	<b>Итого строительство скважин с учетом инфляции</b>				<b>18 375</b>	<b>8 693</b>	<b>4 871</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1 516</b>	<b>1 562</b>	<b>1 609</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>28</b>	<b>0</b>	<b>29</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>32</b>
<b>II</b>	<b>НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО</b>																						
	<b>Обустройство промысла</b>																						
1	Обустройство добывающих скважин	скв.	11	20,85	229	146,0	83	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Технологическая обвязка площадки скважины d=89 мм	ед.	15	12	180	132,0	48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Устьевая обвязка и нагнетательная линия	ед.	3	80	240	0	0	0	0	0	80	80	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Блочная насосная установка закачки	ед.	3	150	450	0	0	0	0	0	150	150	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Буферная емкость воды 50–100 м³	ед.	3	50	150	0	0	0	0	0	50	50	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Фильтрация / подготовка воды	ед.	3	80	240	0	0	0	0	0	80	80	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Дооснащение расконсервируемых и переводимых скважин	ед.	4	10	40	40,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Газосепаратор	ед.	15	35	525	385,0	140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Устьевой нагреватель НУС-0,1 / УН-0,2	ед.	18	24,5	441	269,5	98	0	0	0	24,5	24,5	24,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Узел замера нефти и газа / КИП	ед.	18	15	270	165,0	60	0	0	0	15	15	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Газогенераторная установка 50–100 кВт	ед.	7	85	595	255,0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Дренажная емкость 10-16 м³	ед.	15	25	375	275,0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Накопительная ёмкость 50м³	ед.	15	70	1 050	770,0	280	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Насос НШ-40 с автоналивным устройством	ед.	15	34	510	374,0	136	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Автомобильные дороги к новым скважинам	км	16,5	8,5	140	89,3	51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Прочее	%	-	1%	54	29,0	13	0	0	0	4	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				5 490	2 930	1 349,8	0	0	0	403,5	403,5	403,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Итого надземное строительство с учетом инфляции</b>				<b>5 766</b>	<b>2 930</b>	<b>1 390</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>468</b>	<b>482</b>	<b>496</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
	Всего со строительством скважин без учета инфляции				22 916	11 623	6 079	0	0	0	1 711	1 711	1 711	0	0	0	20	0	20	0	0	0	20
	<b>Всего со строительством скважин с учетом инфляции</b>				<b>24 141</b>	<b>11 623</b>	<b>6 261</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1 984</b>	<b>2 044</b>	<b>2 105</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>28</b>	<b>0</b>	<b>29</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>32</b>

## Продолжение П4.2.10

№	Наименование работ, объектов и затрат	Распределение капитальных вложений			
		18 2043	19 2044	20 2045	21 2046
1	2	24	25	26	27
<b>I</b>	<b>СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)</b>				
1	Бурение добывающих скважин	0	0	0	0
2	Бурение оценочных скважин	0	0	0	0
3	Бурение поисковых скважин	0	0	0	0
4	Перевод скважин под нагнетание воды	0	0	0	0
5	Перевод скважин из других категорий	0	0	0	0
6	Расконсервация скважин	0	0	0	0
7	Консервация скважин	0	0	20	0
	Итого строительство скважин	0	0	20	0
	<b>Итого строительство скважин с учетом инфляции</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>35</b>	<b>0</b>
<b>II</b>	<b>НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО</b>				
	<b>Обустройство промысла</b>				
1	Обустройство добывающих скважин	0	0	0	0
2	Технологическая обвязка площадки скважины d=89 мм	0	0	0	0
3	Устьевая обвязка и нагнетательная линия	0	0	0	0
4	Блочная насосная установка закачки	0	0	0	0
5	Буферная емкость воды 50–100 м <sup>3</sup>	0	0	0	0
6	Фильтрация / подготовка воды	0	0	0	0
7	Дооснащение расконсервируемых и переводимых скважин	0	0	0	0
8	Газосепаратор	0	0	0	0
9	Устьевой нагреватель НУС-0,1 / УН-0,2	0	0	0	0
10	Узел замера нефти и газа / КИП	0	0	0	0
11	Газогенераторная установка 50–100 кВт	0	0	0	0
12	Дренажная емкость 10-16 м <sup>3</sup>	0	0	0	0
13	Накопительная ёмкость 50м <sup>3</sup>	0	0	0	0
14	Насос НШ-40 с автономным устройством	0	0	0	0
15	Автомобильные дороги к новым скважинам	0	0	0	0
16	Прочее	0	0	0	0
	Итого надземное строительство	0	0	0	0
	<b>Итого надземное строительство с учетом инфляции</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
	Всего со строительством скважин без учета инфляции	0	0	20	0
	<b>Всего со строительством скважин с учетом инфляции</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>35</b>	<b>0</b>

## П4.2.11 – Расчет дохода от продажи продукции с учетом инфляции. Вариант 1

Года	Объем добычи нефти	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС)
		Объем реализации нефти			Цена реализации нефти		
		всего	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок	
тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	\$/тонну	\$/тонну	тыс.\$	
2026	1,7	1,7	1,0	0,7	453,1	352,1	683,0
2027	6,2	6,2	3,7	2,5	464,4	360,9	2 638,7
2028	5,9	5,9	3,6	2,4	476,0	370,0	2 569,4
2029	5,6	5,6	3,4	2,3	487,9	379,2	2 502,0
2030	5,4	5,3	3,2	2,1	500,1	388,7	2 436,3
2031	5,1	5,1	3,0	2,0	512,6	398,4	2 372,3
2032	4,8	4,8	2,9	1,9	525,4	408,4	2 310,1
2033	4,6	4,6	2,8	1,8	538,5	418,6	2 249,4
2034	4,4	4,4	2,6	1,7	552,0	429,1	2 190,4
2035	4,1	4,1	2,5	1,7	565,8	439,8	2 132,9
2036	3,9	3,9	2,4	1,6	579,9	450,8	2 076,9
2037	3,7	3,7	2,2	1,5	594,4	462,0	2 022,4
2038	3,6	3,5	2,1	1,4	609,3	473,6	1 969,3
2039	3,4	3,4	2,0	1,3	624,5	485,4	1 917,6
2040	3,2	3,2	1,9	1,3	640,1	497,6	1 867,3
2041	3,0	3,0	1,8	1,2	656,2	510,0	1 818,2
2042	2,9	2,9	1,7	1,2	672,6	522,8	1 770,5
2043	2,7	2,7	1,6	1,1	689,4	535,8	1 724,0
2044	2,6	2,6	1,6	1,0	706,6	549,2	1 678,8
2045	2,5	2,5	1,5	1,0	724,3	563,0	1 634,7
2046	2,4	2,4	1,4	0,9	742,4	577,0	1 591,8
2047	2,2	2,2	1,3	0,9	760,9	591,5	1 550,0
2048	2,1	2,1	1,3	0,8	780,0	606,2	1 509,3
2049	2,0	2,0	1,2	0,8	799,5	621,4	1 469,7
2050	1,9	1,9	1,2	0,8	819,4	636,9	1 431,1
2051	1,8	1,8	1,1	0,7	839,9	652,9	1 393,6
2052	1,7	1,7	1,0	0,7	860,9	669,2	1 357,0
2053	1,6	1,6	1,0	0,7	882,5	685,9	1 321,4
2054	1,6	1,6	0,9	0,6	904,5	703,1	1 286,7
2055	1,5	1,5	0,9	0,6	927,1	720,6	1 252,9
2056	1,4	1,4	0,8	0,6	950,3	738,7	1 220,0
2057	1,3	1,3	0,8	0,5	974,1	757,1	1 188,0
2058	1,3	1,3	0,8	0,5	998,4	776,0	1 156,8
2059	1,2	1,2	0,7	0,5	1 023,4	795,4	1 126,4
2060	1,1	1,1	0,7	0,5	1 049,0	815,3	1 096,9
Итого приб. период 2026-2049	88,1	88,1	52,8	35,2	610,7	474,6	46 684,9
Итого расчет. период 2026-2060	104,7	104,6	62,8	41,8	711,0	552,6	60 515,6

## П4.2.12 – Расчет дохода от продажи продукции с учетом инфляции. Вариант 3

Года	Объем добычи нефти	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС)
		Объем реализации нефти			Цена реализации нефти		
		всего	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок	
		тыс.т	тыс.т	тыс.т	\$/тонну	\$/тонну	
2026	13,9	13,9	8,4	5,6	453,1	352,1	5 749,7
2027	45,0	45,0	27,0	18,0	464,4	360,9	19 029,7
2028	42,8	42,7	25,6	17,1	476,0	370,0	18 530,2
2029	38,5	38,5	23,1	15,4	487,9	379,2	17 094,1
2030	34,6	34,6	20,8	13,8	500,1	388,7	15 769,3
2031	31,2	31,2	18,7	12,5	512,6	398,4	14 547,2
2032	26,5	26,5	15,9	10,6	525,4	408,4	12 674,2
2033	22,5	22,5	13,5	9,0	538,5	418,6	11 042,4
2034	19,1	19,1	11,5	7,7	552,0	429,1	9 620,7
2035	16,2	16,2	9,7	6,5	565,8	439,8	8 352,5
2036	13,1	13,1	7,9	5,3	579,9	450,8	6 934,6
2037	10,5	10,5	6,3	4,2	594,4	462,0	5 693,5
2038	8,4	8,4	5,0	3,4	609,3	473,6	4 671,0
2039	6,7	6,7	4,0	2,7	624,5	485,4	3 830,2
2040	5,4	5,4	3,2	2,2	640,1	497,6	3 140,8
2041	4,3	4,3	2,6	1,7	656,2	510,0	2 575,4
2042	3,4	3,4	2,1	1,4	672,6	522,8	2 111,9
2043	2,8	2,8	1,7	1,1	689,4	535,8	1 731,7
2044	2,2	2,2	1,3	0,9	706,6	549,2	1 420,0
2045	1,8	1,8	1,1	0,7	724,3	563,0	1 164,4
2046	1,4	1,4	0,8	0,6	742,4	577,0	954,8
Итого приб. период 2026-2042	342,4	342,2	205,3	136,9	556,0	432,2	161 367,4
Итого расчет. период 2026-2046	350,5	350,3	210,2	140,1	586,4	455,8	166 638,3

## П4.2.13 – Расчет эксплуатационных расходов, относимых на себестоимость продукции, с учетом инфляции. Вариант 1

Года	Расходы, относимые на себестоимость продукции												Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Всего расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость одной тонны нефти
	Затраты на хим-реагенты	Арендные затраты	Производственные затраты	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	ФОТ ППП	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Затраты на ремонт скв.	Затраты на страхование	Затраты условно-постоянные зависящие от фонда скважин	Экологические расходы	Обучение казахстанских специалистов	Прочие расходы	НДПИ	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество			
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$			
2026	0,1	16,5	5,6	4,3	384,9	113,5	32,0	2,4	5,1	0,3	2,9	7,3	34,2	141,5	112,2	287,8	862,7	521,0
2027	0,3	17,0	25,1	4,4	396,5	465,0	33,0	2,5	5,3	1,2	5,7	30,2	131,9	145,7	100,0	377,6	1363,6	218,5
2028	0,3	17,5	26,1	4,5	408,4	441,8	33,9	2,5	5,4	1,1	9,8	31,1	128,5	150,0	85,0	363,5	1345,9	227,0
2029	0,3	18,0	27,1	4,7	420,6	419,7	35,0	2,6	5,6	1,1	9,7	32,0	125,1	154,5	72,2	351,9	1328,3	235,8
2030	0,3	18,6	28,2	4,8	433,2	398,7	36,0	2,7	5,8	1,1	9,7	33,0	121,8	159,1	61,4	342,4	1314,3	245,6
2031	0,3	19,1	29,4	4,9	446,2	378,7	37,1	2,8	5,9	1,1	9,6	34,0	118,6	163,9	52,2	334,7	1303,9	256,5
2032	0,3	19,7	30,5	5,1	459,6	359,8	38,2	2,9	6,1	1,0	9,6	35,0	115,5	168,8	44,4	328,7	1296,5	268,5
2033	0,3	20,3	31,8	5,2	473,4	341,8	39,4	3,0	6,3	1,0	9,6	36,0	112,5	173,8	37,7	324,0	1292,1	281,6
2034	0,3	20,9	33,1	5,4	487,6	324,7	40,5	3,0	6,5	1,0	9,6	37,1	109,5	179,0	32,1	320,6	1290,3	296,0
2035	0,3	21,5	34,4	5,6	502,2	308,5	41,8	3,1	6,7	1,0	9,6	38,2	106,6	184,4	27,2	318,3	1291,1	311,8
2036	0,3	22,2	35,8	5,7	517,3	293,1	43,0	3,2	6,9	1,0	9,6	39,4	103,8	189,9	23,2	316,9	1294,3	329,0
2037	0,3	22,8	37,2	5,9	532,8	278,4	44,3	3,3	7,1	0,9	9,7	40,6	101,1	195,6	19,7	316,4	1299,7	347,8
2038	0,3	23,5	38,7	6,1	548,8	264,5	45,6	3,4	7,3	0,9	9,7	41,8	98,5	201,4	16,7	316,6	1307,3	368,2
2039	0,3	24,2	40,3	6,3	565,3	251,3	47,0	3,5	7,5	0,9	9,8	43,0	95,9	207,4	14,2	317,5	1316,9	390,5
2040	0,3	25,0	41,9	6,4	582,2	238,7	48,4	3,6	7,7	0,9	9,9	44,3	93,4	213,6	12,1	319,1	1328,5	414,6
2041	0,3	25,7	43,6	6,6	599,7	226,8	49,9	3,7	8,0	0,9	10,0	45,6	90,9	220,0	10,3	321,2	1342,0	440,9
2042	0,3	26,5	45,3	6,8	617,2	215,4	51,4	3,9	8,2	0,8	10,1	47,0	88,5	227,1	8,7	323,3	1356,5	468,2
2043	0,3	27,3	47,2	7,0	635,7	204,7	52,9	4,0	8,5	0,8	10,2	48,3	86,2	234,2	7,4	325,4	1371,0	496,5
2044	0,3	28,1	49,1	7,3	654,2	194,4	54,5	4,1	8,7	0,8	10,3	49,6	83,9	241,3	6,3	327,5	1385,5	524,8
2045	0,3	28,9	51,1	7,5	673,7	184,7	56,1	4,2	9,0	0,8	10,4	50,9	81,7	248,4	5,4	329,6	1400,0	553,1
2046	0,3	29,8	53,1	7,7	693,2	175,5	57,8	4,3	9,2	0,8	10,5	52,2	79,6	255,5	4,6	331,7	1414,5	581,4
2047	0,3	30,7	55,3	7,9	712,7	166,7	59,5	4,5	9,5	0,7	10,6	53,5	77,5	262,6	3,9	333,8	1429,0	609,7
2048	0,3	31,6	57,5	8,2	732,2	158,4	61,3	4,6	9,8	0,7	10,7	54,8	75,5	269,7	3,3	335,9	1443,5	638,0
2049	0,3	32,6	59,8	8,4	751,7	150,4	63,2	4,7	10,1	0,7	10,8	56,1	73,5	276,8	2,8	338,0	1458,0	666,3
2050	0,3	33,5	62,2	8,7	771,2	142,9	65,0	4,9	10,4	0,7	10,9	57,4	71,6	283,9	2,4	340,1	1472,5	694,6
2051	0,3	34,5	64,7	8,9	790,7	135,8	67,0	5,0	10,7	0,7	11,0	58,7	69,7	291,0	2,0	342,2	1487,0	722,9
2052	0,3	35,6	67,3	9,2	810,2	129,0	69,0	5,2	11,0	0,7	11,1	60,0	67,8	298,1	1,7	344,3	1501,5	751,2
2053	0,4	36,7	70,0	9,5	829,7	122,5	71,1	5,3	11,4	0,7	11,2	61,3	66,1	305,2	1,5	346,4	1516,0	779,5
2054	0,4	37,8	72,9	9,7	849,2	116,4	73,2	5,5	11,7	0,6	11,3	62,6	64,3	312,3	1,2	348,5	1530,5	807,8
2055	0,4	38,9	75,8	10,0	868,7	110,6	75,4	5,7	12,1	0,6	11,4	63,9	62,6	319,4	1,1	350,6	1545,0	836,1
2056	0,4	40,0	78,8	10,3	888,2	105,1	77,7	5,8	12,4	0,6	11,5	65,2	61,0	326,5	0,9	352,7	1559,5	864,4
2057	0,4	41,3	82,0	10,7	907,7	99,8	80,0	6,0	12,8	0,6	11,6	66,5	59,4	333,6	0,8	354,8	1574,0	892,7
2058	0,4	42,5	85,3	11,0	927,2	94,8	82,4	6,2	13,2	0,6	11,7	67,8	57,8	340,7	0,6	356,9	1588,5	921,0
2059	0,4	43,8	88,8	11,3	946,7	90,1	84,9	6,4	13,6	0,6	11,8	69,1	56,3	347,8	0,6	359,0	1603,0	949,3
2060	0,4	45,1	92,3	11,6	966,2	85,6	87,4	6,6	14,0	0,6	11,9	70,4	54,8	354,9	0,5	361,1	1617,5	977,6
Итого приб. период 2026-2049	7,1	568,0	927,1	146,7	10 504,9	6 555,2	1 101,6	82,6	176,3	21,5	204,2	777,7	2 334,2	3 858,7	762,9	6 955,9	28 028,6	344,4
Итого расчет. период 2026-2060	11,0	997,6	1 767,3	257,6	15 515,6	7 787,8	1 934,8	145,1	309,6	28,4	292,9	1 159,1	3 025,8	5 699,0	776,1	9 500,9	39 707,7	466,0

## П4.2.14 – Расчет эксплуатационных расходов, относимых на себестоимость продукции, с учетом инфляции. Вариант 3

Года	Расходы, относимые на себестоимость продукции												Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Всего расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость одной тонны нефти
	Затраты на хим-реагенты	Арендные затраты	Производственные затраты	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	ФОТ ППП	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Затраты на ремонт скв.	Затраты на страхование	Затраты условно-постоянные зависящие от фонда скважин	Экологические расходы	Обучение казахстанских специалистов	Прочие расходы	НДПИ	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество			
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$			
2026	0,7	16,5	61,6	5,3	384,9	285,4	99,0	2,4	14,1	2,5	4,4	7,3	287,5	141,5	194,8	623,8	1507,8	108,2
2027	3,7	17,0	328,5	5,4	396,5	2476,0	139,1	2,5	19,8	8,3	8,8	30,2	951,5	145,7	299,7	1396,9	4832,6	107,4
2028	3,7	17,5	341,8	5,6	408,4	3270,5	143,2	2,5	20,4	8,2	34,3	31,1	926,5	150,0	301,7	1378,3	5665,4	132,5
2029	3,7	18,0	355,5	5,7	420,6	2943,5	147,5	2,6	21,0	7,6	42,5	32,0	854,7	154,5	256,5	1265,7	5266,1	136,8
2030	3,8	18,6	369,9	5,9	433,2	2649,1	151,9	2,7	21,6	7,0	39,6	33,0	788,5	159,1	218,0	1165,6	4901,9	141,5
2031	3,6	19,1	359,1	6,1	446,2	2384,2	146,1	2,8	20,8	6,5	37,0	34,0	727,4	163,9	200,2	1091,4	4556,9	146,2
2032	3,3	19,7	346,9	6,3	459,6	2026,6	139,7	2,9	19,9	5,7	34,3	35,0	633,7	168,8	202,6	1005,1	4104,9	154,9
2033	3,1	20,3	333,1	6,5	473,4	1722,6	132,8	3,0	18,9	5,0	30,7	36,0	552,1	173,8	205,6	931,6	3716,9	165,0
2034	3,2	20,9	350,0	6,7	487,6	1464,2	136,8	3,0	19,5	4,4	27,5	37,1	481,0	179,0	192,9	853,0	3413,9	178,3
2035	3,2	21,5	367,7	6,9	502,2	1240,2	140,9	3,1	20,0	3,8	25,3	38,2	417,6	184,4	164,0	766,0	3139,2	193,6
2036	3,3	22,2	386,3	7,1	517,3	1004,6	145,1	3,2	20,6	3,2	23,5	39,4	346,7	189,9	139,4	676,0	2851,8	217,1
2037	3,1	22,8	372,0	7,3	532,8	804,6	137,0	3,3	19,5	2,6	21,5	40,6	284,7	195,6	118,7	598,9	2566,2	243,9
2038	3,3	23,5	412,6	7,5	548,8	644,0	141,2	3,4	20,1	2,2	19,5	41,8	233,6	201,4	101,1	536,1	2403,9	285,5
2039	3,1	24,2	394,0	7,7	565,3	515,2	132,2	3,5	18,8	1,8	18,5	43,0	191,5	207,4	86,2	485,1	2212,5	328,4
2040	3,2	25,0	414,0	8,0	582,2	412,2	136,1	3,6	19,4	1,5	17,1	44,3	157,0	213,6	73,5	444,2	2110,6	391,6
2041	3,2	25,7	434,9	8,2	299,8	329,7	140,2	3,7	19,9	1,2	16,5	22,8	128,8	110,3	62,5	301,6	1607,7	372,9
2042	3,0	26,5	411,2	8,4	308,8	263,8	130,0	3,9	18,5	1,0	12,9	23,5	105,6	113,6	53,3	272,6	1484,0	430,3
2043	3,0	27,3	432,0	8,7	318,1	211,0	133,9	4,0	19,0	0,8	12,0	24,2	86,6	117,0	45,6	249,2	1443,3	523,1
2044	3,1	28,1	453,9	9,0	327,6	168,8	137,9	4,1	19,6	0,7	11,8	24,9	71,0	120,5	38,8	230,3	1419,8	643,2
2045	2,8	28,9	423,9	9,2	337,5	135,1	126,3	4,2	18,0	0,6	11,8	25,7	58,2	124,1	33,2	215,6	1339,4	758,4
2046	2,8	29,8	445,3	9,5	347,6	108,1	130,0	4,3	18,5	0,5	11,1	26,5	47,7	127,8	28,5	204,1	1338,1	947,2
Итого приб. период 2026-2042	54,2	359,1	6 039,3	114,5	7 767,6	24 436,5	2 338,9	52,2	332,6	72,4	413,8	569,3	8 068,4	2 852,8	2 870,7	13 791,8	56 342,2	219,7
Итого расчет. период 2026-2046	65,9	473,2	7 794,5	150,8	9 098,4	25 059,5	2 867,0	68,8	407,7	74,9	460,5	670,6	8 331,9	3 342,2	3 016,8	14 691,0	61 882,8	314,6

## П4.2.15 – Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода, с учетом инфляции. Вариант 1

Года	Расходы периода							Расходы по реализации			Налоги и отчисления		Итого расходы периода
	Общедм.-ные расходы	ФОТ АУП	Затраты на персонал	Услуги, выполненные сторонними организациями	Расходы на развитие социальной сферы и инфраструктуры	Затраты на НИОКР	Отчисления в фонд ликвидации	Экспортно-таможенная пошлина	Расходы на транспорт нефти	Рентный налог	Налоги и платежи, зависящие от ФОТ АУП	Прочие налоги и отчисления в Бюджет	
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	
2026	21,4	48,0	0,2	8,2	8,6	4,8	2,9	54,6	32,1	0,0	18,2	0,3	199,3
2027	22,0	49,4	0,2	8,4	17,2	6,8	5,7	54,6	124,7	49,5	18,7	0,4	357,7
2028	22,7	50,9	0,2	8,6	29,4	26,4	9,8	224,6	122,0	243,3	19,3	0,4	757,7
2029	23,4	52,5	0,2	8,9	29,2	25,7	9,7	213,3	119,4	236,9	19,8	0,5	739,5
2030	24,1	54,0	0,2	9,2	29,0	25,0	9,7	202,7	116,8	230,7	20,4	0,5	722,3
2031	24,8	55,6	0,2	9,4	28,9	24,4	9,6	208,6	114,3	224,7	21,0	0,5	722,0
2032	25,6	57,3	0,2	9,7	28,8	23,7	9,6	198,2	111,9	218,8	21,6	0,5	705,8
2033	26,3	59,0	0,2	10,0	28,7	23,1	9,6	188,2	109,5	213,0	22,3	0,5	690,5
2034	27,1	60,8	0,3	10,3	28,8	22,5	9,6	192,6	107,1	237,1	22,9	0,5	719,5
2035	27,9	62,6	0,3	10,6	28,8	21,9	9,6	183,0	104,8	230,8	23,6	0,5	704,4
2036	28,8	64,5	0,3	11,0	28,9	21,3	9,6	173,8	102,5	224,8	24,3	0,5	690,3
2037	29,6	66,4	0,3	11,3	29,0	20,8	9,7	176,9	100,3	218,9	25,0	0,5	688,8
2038	30,5	68,4	0,3	11,6	29,2	20,2	9,7	168,1	98,2	213,1	25,7	0,6	675,7
2039	31,4	70,5	0,3	12,0	29,4	19,7	9,8	170,3	96,1	220,5	26,4	0,6	687,0
2040	32,4	72,6	0,3	12,3	29,7	19,2	9,9	161,8	94,0	214,7	27,2	0,6	674,7
2041	33,3	74,8	0,3	12,7	30,0	18,7	10,0	153,7	92,0	209,1	28,0	0,6	663,2
2042	34,3	77,0	0,3	13,1	30,3	18,2	10,1	155,1	90,0	203,6	28,8	0,6	661,6
2043	35,4	79,3	0,3	13,5	20,7	17,7	6,9	147,4	88,1	198,3	29,7	0,6	637,8
2044	36,4	81,7	0,3	13,9	20,8	17,2	6,9	148,3	86,2	215,8	30,6	0,6	658,8
2045	37,5	84,2	0,4	14,3	21,0	16,8	7,0	140,8	84,3	210,1	31,4	0,6	648,5
2046	38,7	86,7	0,4	14,7	21,2	16,3	7,1	141,2	82,5	204,6	32,4	0,6	646,4
2047	39,8	89,3	0,4	15,2	21,4	15,9	7,1	134,2	80,7	199,2	33,3	0,7	637,2
2048	41,0	92,0	0,4	15,6	21,6	15,5	7,2	134,2	79,0	214,4	34,3	0,7	655,9
2049	42,2	94,7	0,4	16,1	21,9	15,1	7,3	127,5	77,3	208,8	35,3	0,7	647,3
2050	21,8	97,6	0,4	16,6	22,2	14,7	7,4	139,3	75,6	203,3	36,4	0,6	635,7
2051	22,4	100,5	0,4	17,1	22,5	14,3	7,5	132,3	74,0	198,0	37,4	0,7	627,0
2052	23,1	103,5	0,4	17,6	22,8	13,9	7,6	125,7	72,4	192,8	38,5	0,7	619,1
2053	23,8	106,6	0,4	18,1	23,2	13,6	7,7	119,4	70,9	169,8	39,7	0,7	593,9
2054	24,5	109,8	0,5	18,6	23,6	13,2	7,9	113,4	69,3	165,4	40,8	0,7	587,8
2055	25,2	113,1	0,5	19,2	24,1	12,9	8,0	89,0	67,9	161,0	42,0	0,7	563,6
2056	26,0	116,5	0,5	19,8	24,5	12,5	8,2	84,6	66,4	156,8	43,3	0,7	559,8
2057	26,8	120,0	0,5	20,4	25,0	12,2	8,3	80,3	65,0	152,7	44,6	0,8	556,5
2058	27,6	123,6	0,5	21,0	25,5	11,9	8,5	80,3	63,6	164,3	45,9	0,8	573,5
2059	28,4	127,3	0,5	21,6	26,1	11,6	8,7	76,3	62,2	160,0	47,2	0,8	570,8
2060	29,2	131,1	0,5	22,3	26,7	11,3	8,9	72,5	60,9	155,8	48,6	0,8	568,6
Итого приб. период 2026-2049	736,7	1 652,5	6,9	280,6	612,5	456,9	204,2	3 853,6	2 313,9	4 840,6	620,3	13,2	15 591,8
Итого расчет. период 2026-2060	1 015,3	2 902,2	12,1	492,8	878,7	599,0	292,9	4 966,7	3 062,0	6 720,5	1 084,7	21,2	22 048,1

## П4.2.16 – Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода, с учетом инфляции. Вариант 3

Года	Расходы периода							Расходы по реализации			Налоги и отчисления		Итого расходы периода
	Общедм.-ные расходы	ФОТ АУП	Затраты на персонал	Услуги, выполненные сторонними организациями	Расходы на развитие социальной сферы и инфраструктуры	Затраты на НИОКР	Отчисления в фонд ликвидации	Экспортно-таможенная пошлина	Расходы на транспорт нефти	Рентный налог	Налоги и платежи, зависящие от ФОТ АУП	Прочие налоги и отчисления в Бюджет	
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	
2026	21,4	48,0	0,2	8,2	13,2	40,2	4,4	459,8	270,4	0,0	18,2	0,4	884,3
2027	22,0	49,4	0,2	8,4	26,4	57,5	8,8	459,8	899,3	416,6	18,7	0,4	1 967,6
2028	22,7	50,9	0,2	8,6	102,8	190,3	34,3	1 619,5	880,0	1 754,8	19,3	0,7	4 684,2
2029	23,4	52,5	0,2	8,9	127,6	185,3	42,5	1 538,6	815,7	1 708,8	19,8	0,9	4 524,1
2030	24,1	54,0	0,2	9,2	118,7	170,9	39,6	1 384,7	756,2	1 576,3	20,4	0,8	4 155,2
2031	24,8	55,6	0,2	9,4	110,9	157,7	37,0	1 350,1	701,0	1 454,2	21,0	0,8	3 922,8
2032	25,6	57,3	0,2	9,7	102,9	145,5	34,3	1 215,1	613,7	1 341,5	21,6	0,8	3 568,1
2033	26,3	59,0	0,2	10,0	92,0	126,7	30,7	1 032,8	537,3	1 168,8	22,3	0,8	3 106,9
2034	27,1	60,8	0,3	10,3	82,6	110,4	27,5	945,4	470,4	1 163,7	22,9	0,7	2 922,3
2035	27,9	62,6	0,3	10,6	76,0	96,2	25,3	803,6	410,4	1 013,9	23,6	0,7	2 551,2
2036	28,8	64,5	0,3	11,0	70,4	83,5	23,5	680,7	342,4	880,3	24,3	0,7	2 210,2
2037	29,6	66,4	0,3	11,3	64,6	69,3	21,5	590,7	282,5	730,8	25,0	0,7	1 892,7
2038	30,5	68,4	0,3	11,6	58,4	56,9	19,5	473,2	232,9	600,0	25,7	0,7	1 578,1
2039	31,4	70,5	0,3	12,0	55,5	46,7	18,5	404,0	191,9	523,0	26,4	0,7	1 380,8
2040	32,4	72,6	0,3	12,3	51,3	38,3	17,1	323,2	158,1	428,9	27,2	0,7	1 162,3
2041	33,3	74,8	0,3	12,7	49,5	31,4	16,5	258,5	130,3	351,7	28,0	0,7	987,7
2042	34,3	77,0	0,3	13,1	38,7	25,8	12,9	219,8	107,4	288,4	28,8	0,7	847,1
2043	35,4	79,3	0,3	13,5	36,0	21,1	12,0	175,8	88,5	236,5	29,7	0,7	728,7
2044	36,4	81,7	0,3	13,9	35,5	17,3	11,8	148,9	72,9	216,7	30,6	0,7	666,7
2045	37,5	84,2	0,4	14,3	35,3	14,2	11,8	119,1	60,1	177,7	31,4	0,7	586,7
2046	38,7	86,7	0,4	14,7	33,4	11,6	11,1	100,6	49,5	145,7	32,4	0,7	525,4
Итого приб. период 2026-2042	465,7	1 044,6	4,4	177,4	1 241,3	1 632,8	413,8	13 759,2	7 799,9	15 401,7	393,3	11,7	42 345,8
Итого расчет. период 2026-2046	613,7	1 376,5	5,7	233,7	1 381,4	1 697,1	460,5	14 303,7	8 070,9	16 178,4	517,4	14,4	44 853,4

## П4.2.17 – Расчет налогооблагаемого дохода, 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 и расходы периода), приходящиеся на 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
	тыс.\$	\$/тонну	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2026	1 062,0	641,3	-379,0	1 122,2	2 070,7	0,0
2027	1 721,3	275,8	917,4	999,8	2 256,1	382,6
2028	2 103,7	354,8	465,7	849,9	2 511,8	57,6
2029	2 067,8	367,1	434,2	722,4	2 370,5	131,5
2030	2 036,6	380,6	399,6	614,0	2 252,0	184,3
2031	2 025,9	398,5	346,4	521,9	2 169,1	203,3
2032	2 002,3	414,6	307,7	443,6	2 086,2	223,9
2033	1 982,6	432,1	266,8	377,1	2 017,9	231,6
2034	2 009,8	461,1	180,5	320,5	2 005,6	184,8
2035	1 995,6	481,9	137,3	272,4	1 959,5	173,3
2036	1 984,6	504,5	92,3	231,6	1 923,1	153,8
2037	1 988,5	532,1	33,9	196,8	1 906,9	115,5
2038	1 983,0	558,6	-13,7	167,3	1 885,8	83,5
2039	2 003,9	594,2	-86,3	142,2	1 894,9	22,7
2040	2 003,2	625,2	-135,9	120,9	1 885,4	0,0
2041	2 005,2	658,8	-186,9	102,8	1 881,2	0,0
2042	1 573,6	544,2	196,9	87,3	1 445,5	325,0
2043	1 550,3	564,4	173,7	74,2	1 419,9	304,1
2044	1 576,3	604,0	102,5	63,1	1 445,0	233,8
2045	1 572,4	634,2	62,3	53,6	1 441,3	193,4
2046	1 578,0	670,0	13,8	45,6	1 448,1	143,7
2047	1 577,8	705,1	-27,7	38,8	1 449,8	100,2
2048	1 606,6	755,8	-97,3	32,9	1 481,2	28,1
2049	1 609,5	797,0	-139,8	28,0	1 487,0	0,0
2050	1 610,6	839,5	-179,4	23,8	1 491,4	0,0
2051	1 615,7	886,5	-222,1	20,2	1 500,1	0,0
2052	1 622,7	937,3	-265,7	17,2	1 510,9	0,0
2053	1 613,7	981,1	-292,4	14,6	1 505,8	0,0
2054	1 625,0	1 040,0	-338,3	12,4	1 521,0	0,0
2055	1 619,4	1 090,9	-366,5	10,6	1 519,4	0,0
2056	1 635,3	1 159,6	-415,3	9,0	1 539,2	0,0
2057	1 653,0	1 233,9	-465,0	7,6	1 560,8	0,0
2058	1 692,1	1 329,6	-535,3	6,5	1 603,8	0,0
2059	1 712,7	1 416,6	-586,3	5,5	1 628,2	0,0
2060	1 735,2	1 510,7	-638,3	4,7	1 654,3	0,0
Итого приб. период 2026-2049	43 620,4	539,8	3 064,4	7 629,1	44 694,4	3 476,6
Итого расчет. период 2026-2060	61 755,8	725,2	-1 240,2	7 761,2	61 729,2	3 476,6

## П4.2.18 – Расчет налогооблагаемого дохода, с учетом инфляции. Вариант 3

Года	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с и расходы периода), приходящиеся на 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
	тыс.\$	\$/тонну	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2026	2 392,2	171,6	3 357,5	1 948,0	4 054,8	1 694,9
2027	6 800,2	151,1	12 229,5	2 997,1	7 321,3	11 708,4
2028	10 349,6	242,0	8 180,6	3 017,2	10 096,2	8 433,9
2029	9 790,2	254,4	7 303,9	2 564,6	9 411,3	7 682,8
2030	9 057,2	261,5	6 712,1	2 179,9	8 587,9	7 181,4
2031	8 479,6	272,0	6 067,6	1 852,9	7 948,3	6 598,9
2032	7 673,1	289,6	5 001,2	1 872,6	7 519,0	5 155,2
2033	6 823,8	303,0	4 218,6	1 898,2	6 999,4	4 043,0
2034	6 336,2	331,0	3 284,5	1 929,2	6 801,2	2 819,5
2035	5 690,4	350,9	2 662,1	1 639,9	6 090,1	2 262,4
2036	5 061,9	385,4	1 872,7	1 393,9	5 451,3	1 483,4
2037	4 458,9	423,8	1 234,6	1 184,8	4 839,1	854,4
2038	3 982,0	472,9	689,1	1 011,2	4 349,1	321,9
2039	3 593,3	533,4	236,9	859,5	3 937,6	0,0
2040	3 273,0	607,3	-132,2	735,0	3 595,8	0,0
2041	2 595,4	602,0	-19,9	624,8	2 890,4	0,0
2042	2 331,1	675,9	-219,3	531,1	2 598,4	0,0
2043	2 172,0	787,1	-440,2	456,2	2 417,1	0,0
2044	2 086,6	945,2	-666,5	387,8	2 305,5	0,0
2045	1 926,1	1 090,7	-761,6	329,6	2 120,6	0,0
2046	1 863,6	1 319,1	-908,8	285,4	2 041,0	0,0
Итого приб. период 2026-2042	98 688,1	372,2	62 679,3	28 239,9	102 491,4	60 239,9
Итого расчет. период 2026-2046	106 736,2	498,6	59 902,1	29 698,9	111 375,6	60 239,9

## П4.2.19 – Расчет налогов и отчислений в бюджет Государства, с учетом инфляции. Вариант 1

Года	НДПИ	Рентный налог	Корпоративный подходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог на имущество	Отчисления в фонд государственного социального и медицинского страхования	Подходный налог с физических лиц	Экспортная таможенная пошлина	Прочие налоги	Итого
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2026	34,2	0,0	0,0	0,0	112,2	55,1	49,2	54,6	0,3	305,7
2027	131,9	49,5	76,5	0,0	100,0	56,7	50,7	54,6	0,4	561,6
2028	128,5	243,3	11,5	0,0	85,0	58,4	52,2	224,6	0,4	943,0
2029	125,1	236,9	26,3	0,0	72,2	60,1	53,8	213,3	0,5	1 021,0
2030	121,8	230,7	36,9	0,0	61,4	61,9	55,4	202,7	0,5	1 093,7
2031	118,6	224,7	40,7	0,0	52,2	63,7	57,1	208,6	0,5	1 174,2
2032	115,5	218,8	44,8	0,0	44,4	65,6	58,8	198,2	0,5	1 236,6
2033	112,5	213,0	46,3	0,0	37,7	67,6	60,6	188,2	0,5	1 294,6
2034	109,5	237,1	37,0	0,0	32,1	69,6	62,4	192,6	0,5	1 383,1
2035	106,6	230,8	34,7	0,0	27,2	71,6	64,3	183,0	0,5	1 431,7
2036	103,8	224,8	30,8	0,0	23,2	73,7	66,2	173,8	0,5	1 476,6
2037	101,1	218,9	23,1	0,0	19,7	75,9	68,2	176,9	0,5	1 527,2
2038	98,5	213,1	16,7	0,0	16,7	78,2	70,2	168,1	0,6	1 564,4
2039	95,9	220,5	4,5	0,0	14,2	80,5	72,3	170,3	0,6	1 617,1
2040	93,4	214,7	0,0	0,0	12,1	82,9	74,5	161,8	0,6	1 650,5
2041	90,9	209,1	0,0	0,0	10,3	85,4	76,8	153,7	0,6	1 685,9
2042	88,5	203,6	65,0	0,0	8,7	49,2	43,9	155,1	0,6	1 722,9
2043	86,2	198,3	60,8	0,0	7,4	50,6	45,2	147,4	0,6	1 752,0
2044	83,9	215,8	46,8	0,0	6,3	52,1	46,5	148,3	0,6	1 799,8
2045	81,7	210,1	38,7	0,0	5,4	53,7	47,9	140,8	0,6	1 819,2
2046	79,6	204,6	28,7	0,0	4,6	55,3	49,4	141,2	0,6	1 841,6
2047	77,5	199,2	20,0	0,0	3,9	56,9	50,9	134,2	0,7	1 854,9
2048	75,5	214,4	5,6	0,0	3,3	58,6	52,4	134,2	0,7	1 887,2
2049	73,5	208,8	0,0	0,0	2,8	60,3	54,0	127,5	0,7	1 897,7
2050	71,6	203,3	0,0	0,0	2,4	62,1	55,6	139,3	0,6	1 932,0
2051	69,7	198,0	0,0	0,0	2,0	63,9	57,3	132,3	0,7	1 944,8
2052	67,8	192,8	0,0	0,0	1,7	65,8	59,0	125,7	0,7	1 955,2
2053	66,1	169,8	0,0	0,0	1,5	67,8	60,8	119,4	0,7	1 945,2
2054	64,3	165,4	0,0	0,0	1,2	69,8	62,6	113,4	0,7	1 951,0
2055	62,6	161,0	0,0	0,0	1,1	71,8	64,5	89,0	0,7	1 935,5
2056	61,0	156,8	0,0	0,0	0,9	74,0	66,4	84,6	0,7	1 937,2
2057	59,4	152,7	0,0	0,0	0,8	76,2	68,4	80,3	0,8	1 936,1
2058	57,8	164,3	0,0	0,0	0,6	78,4	70,5	80,3	0,8	1 952,1
2059	56,3	160,0	0,0	0,0	0,6	80,8	72,6	76,3	0,8	1 945,0
2060	54,8	155,8	0,0	0,0	0,5	83,2	74,8	72,5	0,8	1 935,2
Итого приб. период 2026-2049	2 334,2	4 840,6	695,3	0,0	762,9	1 543,5	1 382,9	3 853,6	13,2	34 542,2
Итого расчет. период 2026-2060	3 025,8	6 720,5	695,3	0,0	776,1	2 337,3	2 095,2	4 966,7	21,2	55 911,6

## П4.2.20 – Расчет налогов и отчислений в бюджет Государства, с учетом инфляции. Вариант 3

Года	НДПИ	Рентный налог	Корпоративный подходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог на имущество	Отчисления в фонд государственного социального и медицинского страхования	Подходный налог с физических лиц	Экспортная таможенная пошлина	Прочие налоги	Итого
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2026	287,5	0,0	339,0	49,6	194,8	55,1	49,2	459,8	0,4	1 435,3
2027	951,5	416,6	2 341,7	1 092,8	299,7	56,7	50,7	459,8	0,4	5 669,9
2028	926,5	1 754,8	1 686,8	612,3	301,7	58,4	52,2	1 619,5	0,7	7 013,1
2029	854,7	1 708,8	1 536,6	550,0	256,5	60,1	53,8	1 538,6	0,9	6 933,5
2030	788,5	1 576,3	1 436,3	521,7	218,0	61,9	55,4	1 384,7	0,8	7 066,4
2031	727,4	1 454,2	1 319,8	477,3	200,2	63,7	57,1	1 350,1	0,8	7 028,0
2032	633,7	1 341,5	1 031,0	325,4	202,6	65,6	58,8	1 215,1	0,8	6 511,8
2033	552,1	1 168,8	808,6	215,3	205,6	67,6	60,6	1 032,8	0,8	5 926,8
2034	481,0	1 163,7	563,9	80,5	192,9	69,6	62,4	945,4	0,7	5 733,3
2035	417,6	1 013,9	452,5	41,7	164,0	71,6	64,3	803,6	0,7	5 496,2
2036	346,7	880,3	296,7	0,0	139,4	73,7	66,2	680,7	0,7	5 171,5
2037	284,7	730,8	170,9	0,0	118,7	75,9	68,2	590,7	0,7	4 888,9
2038	233,6	600,0	64,4	0,0	101,1	78,2	70,2	473,2	0,7	4 577,6
2039	191,5	523,0	0,0	0,0	86,2	80,5	72,3	404,0	0,7	4 382,5
2040	157,0	428,9	0,0	0,0	73,5	82,9	74,5	323,2	0,7	4 199,3
2041	128,8	351,7	0,0	0,0	62,5	47,8	42,6	258,5	0,7	3 957,2
2042	105,6	288,4	0,0	0,0	53,3	49,2	43,9	219,8	0,7	3 812,3
2043	86,6	236,5	0,0	0,0	45,6	50,6	45,2	175,8	0,7	3 660,6
2044	71,0	216,7	0,0	0,0	38,8	52,1	46,5	148,9	0,7	3 542,7
2045	58,2	177,7	0,0	0,0	33,2	53,7	47,9	119,1	0,7	3 396,8
2046	47,7	145,7	0,0	0,0	28,5	55,3	49,4	100,6	0,7	3 262,1
Итого приб. период 2026-2042	8 068,4	15 401,7	12 048,0	3 966,7	2 870,7	1 118,5	1 002,4	13 759,2	11,7	89 803,6
Итого расчет. период 2026-2046	8 331,9	16 178,4	12 048,0	3 966,7	3 016,8	1 330,2	1 191,5	14 303,7	14,4	103 665,8

## П4.2.21 – Расчет чистой прибыли, с учетом инфляции. Вариант 1

Года	Капитальные вложения	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после налога на сверхприбыль
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2026	612,4	0,0	0,0	0,0	-379,0	0,0	-379,0
2027	0,0	382,6	382,6	76,5	840,9	0,0	840,9
2028	0,0	57,6	57,6	11,5	454,2	0,0	454,2
2029	0,0	131,5	131,5	26,3	407,9	0,0	407,9
2030	0,0	184,3	184,3	36,9	362,8	0,0	362,8
2031	0,0	203,3	203,3	40,7	305,8	0,0	305,8
2032	0,0	223,9	223,9	44,8	262,9	0,0	262,9
2033	0,0	231,6	231,6	46,3	220,5	0,0	220,5
2034	0,0	184,8	184,8	37,0	143,6	0,0	143,6
2035	0,0	173,3	173,3	34,7	102,6	0,0	102,6
2036	0,0	153,8	153,8	30,8	61,5	0,0	61,5
2037	0,0	115,5	115,5	23,1	10,8	0,0	10,8
2038	0,0	83,5	83,5	16,7	-30,4	0,0	-30,4
2039	0,0	22,7	22,7	4,5	-90,9	0,0	-90,9
2040	0,0	0,0	0,0	0,0	-135,9	0,0	-135,9
2041	0,0	0,0	0,0	0,0	-186,9	0,0	-186,9
2042	0,0	325,0	325,0	65,0	131,9	0,0	131,9
2043	0,0	304,1	304,1	60,8	112,9	0,0	112,9
2044	0,0	233,8	233,8	46,8	55,7	0,0	55,7
2045	0,0	193,4	193,4	38,7	23,6	0,0	23,6
2046	0,0	143,7	143,7	28,7	-14,9	0,0	-14,9
2047	0,0	100,2	100,2	20,0	-47,8	0,0	-47,8
2048	0,0	28,1	28,1	5,6	-102,9	0,0	-102,9
2049	0,0	0,0	0,0	0,0	-139,8	0,0	-139,8
2050	0,0	0,0	0,0	0,0	-179,4	0,0	-179,4
2051	0,0	0,0	0,0	0,0	-222,1	0,0	-222,1
2052	0,0	0,0	0,0	0,0	-265,7	0,0	-265,7
2053	0,0	0,0	0,0	0,0	-292,4	0,0	-292,4
2054	0,0	0,0	0,0	0,0	-338,3	0,0	-338,3
2055	0,0	0,0	0,0	0,0	-366,5	0,0	-366,5
2056	0,0	0,0	0,0	0,0	-415,3	0,0	-415,3
2057	0,0	0,0	0,0	0,0	-465,0	0,0	-465,0
2058	0,0	0,0	0,0	0,0	-535,3	0,0	-535,3
2059	0,0	0,0	0,0	0,0	-586,3	0,0	-586,3
2060	0,0	0,0	0,0	0,0	-638,3	0,0	-638,3
Итого приб. период 2026-2049	612,4	3 476,6	3 476,6	695,3	2 369,1	0,0	2 369,1
Итого расчет. период 2026-2060	612,4	3 476,6	3 476,6	695,3	-1 935,6	0,0	-1 935,6

## П4.2.22 – Расчет чистой прибыли, с учетом инфляции. Вариант 3

Года	Капитальные вложения	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после налога на сверхприбыль
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2026	11 622,8	1 694,9	1 694,9	339,0	3 018,5	49,6	2 968,9
2027	6 261,3	11 708,4	11 708,4	2 341,7	9 887,9	1 092,8	8 795,1
2028	0,0	8 433,9	8 433,9	1 686,8	6 493,8	612,3	5 881,4
2029	0,0	7 682,8	7 682,8	1 536,6	5 767,3	550,0	5 217,3
2030	0,0	7 181,4	7 181,4	1 436,3	5 275,8	521,7	4 754,1
2031	1 984,1	6 598,9	6 598,9	1 319,8	4 747,8	477,3	4 270,4
2032	2 043,6	5 155,2	5 155,2	1 031,0	3 970,1	325,4	3 644,7
2033	2 104,9	4 043,0	4 043,0	808,6	3 410,0	215,3	3 194,8
2034	0,0	2 819,5	2 819,5	563,9	2 720,6	80,5	2 640,1
2035	0,0	2 262,4	2 262,4	452,5	2 209,6	41,7	2 167,9
2036	0,0	1 483,4	1 483,4	296,7	1 576,0	0,0	1 576,0
2037	27,7	854,4	854,4	170,9	1 063,7	0,0	1 063,7
2038	0,0	321,9	321,9	64,4	624,7	0,0	624,7
2039	29,4	0,0	0,0	0,0	236,9	0,0	236,9
2040	0,0	0,0	0,0	0,0	-132,2	0,0	-132,2
2041	0,0	0,0	0,0	0,0	-19,9	0,0	-19,9
2042	32,1	0,0	0,0	0,0	-219,3	0,0	-219,3
2043	0,0	0,0	0,0	0,0	-440,2	0,0	-440,2
2044	0,0	0,0	0,0	0,0	-666,5	0,0	-666,5
2045	35,1	0,0	0,0	0,0	-761,6	0,0	-761,6
2046	0,0	0,0	0,0	0,0	-908,8	0,0	-908,8
Итого приб. период 2026-2042	24 105,9	60 239,9	60 239,9	12 048,0	50 631,3	3 966,7	46 664,6
Итого расчет. период 2026-2046	24 141,0	60 239,9	60 239,9	12 048,0	47 854,2	3 966,7	43 887,4

## П4.2.23 – Расчет потоков денежной наличности, с учетом инфляции. Вариант 1

Года	Капитальные вложения (без учета НДС)	Эксплуатационные затраты без амортизационных отчислений	Амортизация	Себестоимость 1 тонны нефти	Валовый доход	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	В.Н.П. (MIRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) (дисконт 15%)	Срок окупаемости (дисконт 15%)
	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	долл./тонну	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	лет
2026	612,38	749,18	113,53	520,96	683,02	-378,96	1 122,23	0,00	0,00	-378,96	-877,81	-877,81	n/a	-877,81	1,00
2027	0,00	898,56	465,01	218,47	2 638,67	917,38	999,83	382,56	76,51	840,87	1 305,87	428,07	0,49	257,73	0,00
2028	0,00	904,18	441,76	226,99	2 569,41	465,75	849,85	57,65	11,53	454,22	895,97	1 324,04	0,65	935,22	0,00
2029	0,00	908,60	419,67	235,80	2 501,96	434,16	722,38	131,46	26,29	407,87	827,54	2 151,58	0,60	1 479,34	0,00
2030	0,00	915,66	398,68	245,61	2 436,29	399,64	614,02	184,30	36,86	362,78	761,46	2 913,04	0,54	1 914,71	0,00
2031	0,00	925,10	378,75	256,48	2 372,33	346,44	521,92	203,27	40,65	305,78	684,53	3 597,57	0,48	2 255,04	0,00
2032	0,00	936,69	359,81	268,45	2 310,06	307,72	443,63	223,90	44,78	262,94	622,75	4 220,33	0,44	2 524,27	0,00
2033	0,00	950,25	341,82	281,61	2 249,42	266,82	377,08	231,56	46,31	220,51	562,33	4 782,66	0,41	2 735,68	0,00
2034	0,00	965,61	324,73	296,04	2 190,37	180,55	320,52	184,76	36,95	143,60	468,33	5 250,98	0,38	2 888,77	0,00
2035	0,00	982,64	308,49	311,81	2 132,88	137,30	272,44	173,35	34,67	102,63	411,12	5 662,11	0,36	3 005,64	0,00
2036	0,00	1 001,24	293,07	329,03	2 076,89	92,31	231,58	153,80	30,76	61,55	354,62	6 016,72	0,34	3 093,30	0,00
2037	0,00	1 021,31	278,42	347,80	2 022,37	33,89	196,84	115,46	23,09	10,80	289,21	6 305,93	0,32	3 155,46	0,00
2038	0,00	1 042,80	264,50	368,23	1 969,28	-13,68	167,31	83,50	16,70	-30,38	234,12	6 540,05	0,31	3 199,22	0,00
2039	0,00	1 065,64	251,27	390,47	1 917,59	-86,34	142,22	22,71	4,54	-90,89	160,38	6 700,43	0,29	3 225,28	0,00
2040	0,00	1 089,79	238,71	414,63	1 867,25	-135,94	120,88	0,00	0,00	-135,94	102,77	6 803,20	0,28	3 239,81	0,00
2041	0,00	1 115,22	226,77	440,89	1 818,24	-186,94	102,75	0,00	0,00	-186,94	39,83	6 843,03	0,27	3 244,70	0,00
2042	0,00	696,58	215,43	315,40	1 770,51	196,90	87,34	325,00	65,00	131,90	347,34	7 190,37	0,27	3 281,82	0,00
2043	0,00	707,82	204,66	332,17	1 724,03	173,70	74,24	304,12	60,82	112,87	317,53	7 507,90	n/a	3 311,33	0,00
2044	0,00	723,12	194,43	351,59	1 678,78	102,46	63,10	233,79	46,76	55,70	250,13	7 758,04	0,25	3 331,54	0,00
2045	0,00	739,24	184,71	372,68	1 634,71	62,30	53,64	193,37	38,67	23,63	208,33	7 966,37	0,25	3 346,18	0,00
2046	0,00	756,16	175,47	395,56	1 591,80	13,81	45,59	143,69	28,74	-14,93	160,55	8 126,92	0,24	3 355,99	0,00
2047	0,00	773,89	166,70	420,38	1 550,01	-27,75	38,75	100,20	20,04	-47,79	118,91	8 245,83	0,24	3 362,31	0,00
2048	0,00	792,42	158,36	447,30	1 509,32	-97,31	32,94	28,11	5,62	-102,94	55,43	8 301,25	0,24	3 364,87	0,00
2049	0,00	811,75	150,44	476,49	1 469,70	-139,76	28,00	0,00	0,00	-139,76	10,69	8 311,94	0,23	3 365,30	0,00
2050	0,00	831,90	142,92	508,15	1 431,13	-179,43	23,80	0,00	0,00	-179,43	-36,51	8 275,44	0,23	3 364,02	0,00
2051	0,00	852,86	135,78	542,48	1 393,56	-222,11	20,23	0,00	0,00	-222,11	-86,33	8 189,10	0,22	3 361,40	0,00
2052	0,00	874,66	128,99	579,70	1 356,98	-265,72	17,19	0,00	0,00	-265,72	-136,73	8 052,37	0,22	3 357,79	0,00
2053	0,00	897,30	122,54	620,06	1 321,36	-292,39	14,62	0,00	0,00	-292,39	-169,85	7 882,52	0,22	3 353,89	0,00
2054	0,00	920,81	116,41	663,81	1 286,67	-338,35	12,42	0,00	0,00	-338,35	-221,93	7 660,58	0,22	3 349,45	0,00
2055	0,00	945,19	110,59	711,25	1 252,90	-366,50	10,56	0,00	0,00	-366,50	-255,91	7 404,67	0,21	3 345,01	0,00
2056	0,00	970,47	105,06	762,69	1 220,01	-415,28	8,98	0,00	0,00	-415,28	-310,22	7 094,45	0,21	3 340,32	0,00
2057	0,00	996,66	99,81	818,46	1 187,98	-464,99	7,63	0,00	0,00	-464,99	-365,18	6 729,28	0,21	3 335,53	0,00
2058	0,00	1 023,79	94,82	878,94	1 156,80	-535,30	6,49	0,00	0,00	-535,30	-440,48	6 288,79	0,21	3 330,50	0,00
2059	0,00	1 051,88	90,08	944,51	1 126,43	-586,30	5,51	0,00	0,00	-586,30	-496,23	5 792,57	0,20	3 325,57	0,00
2060	0,00	1 080,96	85,57	1 015,62	1 096,86	-638,32	4,69	0,00	0,00	-638,32	-552,75	5 239,82	0,20	3 320,79	0,00
Итого прир. период 2026-2049	612,4	21 473,4	6 555,2	8 264,8	46 684,9	3 064,4	7 629,1	3 476,6	695,3	2 369,1	8 311,9	8 311,9	23,2%	3 365,3	1,0
Итого расчет. период 2026-2060	612,4	31 919,9	7 787,8	16 310,5	60 515,6	-1 240,2	7 761,2	3 476,6	695,3	-1 935,6	5 239,8	5 239,8	20,3%	3 320,79	1,0

## П4.2.24 – Расчет потоков денежной наличности, с учетом инфляции. Вариант 3

Года	Капитальные вложения (без учета НДС)	Эксплуатационные затраты без амортизационных отчислений	Амортизация	Себестоимость 1 тонны нефти	Валовый доход	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	В.Н.П. (MIRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) (дисконт 15%)	Срок окупаемости (дисконт 15%)
	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	долл./тонну	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	лет
2026	11 622,81	1 222,47	285,38	108,16	5 749,70	3 357,50	1 948,02	1 694,87	338,97	2 968,91	-8 368,51	-8 368,51	n/a	-8 368,51	1,00
2027	6 261,33	2 356,58	2 475,97	107,36	19 029,70	12 229,53	2 997,12	11 708,37	2 341,67	8 795,08	5 009,72	-3 358,79	-0,40	-4 012,24	1,00
2028	0,00	2 394,84	3 270,54	132,49	18 530,17	8 180,56	3 017,16	8 433,94	1 686,79	5 881,42	9 151,96	5 793,17	0,33	2 907,96	0,00
2029	0,00	2 322,60	2 943,49	136,83	17 094,08	7 303,87	2 564,58	7 682,77	1 536,55	5 217,27	8 160,76	13 953,92	0,45	8 273,79	0,00
2030	0,00	2 252,79	2 649,14	141,52	15 769,29	6 712,12	2 179,90	7 181,36	1 436,27	4 754,12	7 403,26	21 357,18	0,45	12 506,63	0,00
2031	1 984,09	2 172,63	2 384,22	146,18	14 547,17	6 067,56	1 852,91	6 598,87	1 319,77	4 270,44	4 670,57	26 027,76	0,41	14 828,73	0,00
2032	2 043,61	2 078,34	2 026,59	154,92	12 674,22	5 001,17	1 872,59	5 155,17	1 031,03	3 644,70	3 627,68	29 655,44	0,38	16 397,08	0,00
2033	2 104,92	1 994,32	1 722,60	165,03	11 042,42	4 218,62	1 898,24	4 042,98	808,60	3 194,77	2 812,45	32 467,88	0,35	17 454,38	0,00
2034	0,00	1 949,66	1 464,21	178,32	9 620,71	3 284,52	1 929,24	2 819,49	563,90	2 640,11	4 104,32	36 572,20	0,33	18 796,09	0,00
2035	0,00	1 899,01	1 240,19	193,59	8 352,46	2 662,07	1 639,86	2 262,40	452,48	2 167,92	3 408,11	39 980,31	0,32	19 764,88	0,00
2036	0,00	1 847,20	1 004,55	217,12	6 934,63	1 872,68	1 393,88	1 483,35	296,67	1 576,01	2 580,56	42 560,87	0,30	20 402,76	0,00
2037	27,68	1 761,54	804,65	243,92	5 693,50	1 234,57	1 184,80	854,42	170,88	1 063,69	1 840,65	44 401,52	0,29	20 798,39	0,00
2038	0,00	1 759,85	644,04	285,47	4 671,01	689,05	1 011,23	321,86	64,37	624,68	1 268,72	45 670,23	0,28	21 035,53	0,00
2039	29,37	1 697,25	515,23	328,43	3 830,22	236,90	859,55	0,00	0,00	236,90	722,76	46 392,99	0,27	21 153,00	0,00
2040	0,00	1 698,44	412,18	391,63	3 140,78	-132,19	735,02	0,00	0,00	-132,19	280,00	46 672,99	0,26	21 192,57	0,00
2041	0,00	1 277,90	329,75	372,88	2 575,44	-19,94	624,77	0,00	0,00	-19,94	309,81	46 982,79	0,25	21 230,64	0,00
2042	32,09	1 220,24	263,80	430,26	2 111,86	-219,27	531,05	0,00	0,00	-219,27	12,43	46 995,22	0,24	21 231,97	0,00
2043	0,00	1 232,27	211,04	523,07	1 731,73	-440,24	456,21	0,00	0,00	-440,24	-229,20	46 766,02	0,81	21 210,67	0,00
2044	0,00	1 251,00	168,83	643,20	1 420,02	-666,54	387,78	0,00	0,00	-666,54	-497,71	46 268,31	0,23	21 170,45	0,00
2045	35,07	1 204,30	135,06	758,44	1 164,41	-761,65	329,61	0,00	0,00	-761,65	-661,65	45 606,66	0,23	21 123,96	0,00
2046	0,00	1 230,09	108,05	947,18	954,82	-908,76	285,43	0,00	0,00	-908,76	-800,71	44 805,95	0,22	21 075,04	0,00
Итого приб. период 2026-2042	24 105,9	31 905,7	24 436,5	3 734,1	161 367,4	62 679,3	28 239,9	60 239,9	12 048,0	46 664,6	46 995,2	46 995,2	24,4%	21 232,0	2,0
Итого расчет. период 2026-2046	24 141,0	36 823,3	25 059,5	6 606,0	166 638,3	59 902,1	29 698,9	60 239,9	12 048,0	43 887,4	44 805,9	44 805,9	22,4%	21 075,04	2,0

**ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ**

**Приложение 1 – Контракт на добычу углеводородов на территории участка добычи месторождения Есжан**

1 - 1

**Қазақстан Республикасы  
Энергетика министрлігі****Министерство энергетики  
Республики Казахстан****АКТ  
государственной регистрации Контракта  
на проведение операций по недропользованию**

Номер: KZ94VCN00000059

Дата выдачи: 22.09.2017 г.

Настоящим регистрируется заключенный на основании протокола Протокола проведения прямых переговоров от 04.04.2017 года, Контракт между Министерством энергетики Республики Казахстан (Компетентный орган) и Товарищество с ограниченной ответственностью "САУТС-ОЙЛ" (Недропользователь) на добычу углеводородного сырья на месторождении Месторождение Есжан в пределах блоков, Кызылординская область Республики Казахстан

Вице-министр

Досмухамбетов Махамбет Жолдасғалиевич



4510-4BC-14Э  
от 22.09.2017г.

## К О Н Т Р А К Т

**НА ДОБЫЧУ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ  
ЕСЖАН в пределах блоков XXVIII-37-А(частично), В(частично)  
РАСПОЛОЖЕННОГО В КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

между

**РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН, ОТ ИМЕНИ КОТОРОЙ ДЕЙСТВУЕТ  
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН  
как Компетентный орган**

**И**

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«САУТС-ОЙЛ»  
(Недропользователь)**

далее совместно именуемые Стороны

Настоящий Контракт на добычу углеводородного сырья на месторождении Есжан в пределах блоков XXVIII-37-А(частично), В(частично) расположенного в Кызылординской области Республики Казахстан подписан Сторонами «22» сентября 2017 года в соответствии с Протоколом проведения прямых переговоров между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «САУТС-ОЙЛ» по предоставлению права недропользования на добычу углеводородного сырья на месторождении Есжан в Кызылординской области от «04» апреля 2017 года.

## СОДЕРЖАНИЕ

### ПРЕАМБУЛА

1. Цель контракта
2. Срок действия контракта
3. Контрактная территория
4. Рабочая программа
5. Право собственности на имущество и информацию
6. Право Республики Казахстан на приобретение и реквизицию полезных ископаемых
7. Наем персонала, приобретение товаров, работ и услуг при осуществлении разведки и добычи
8. Участие в социально-экономическом развитии региона и финансировании научных исследований
9. Налогообложение
10. Консервация или ликвидация и ликвидационный фонд
11. Учет и отчетность
12. Общие условия проведения операций по недропользованию
13. Ответственность недропользователя за нарушение условий контракта
14. Передача прав и обязанностей
15. Непреодолимая сила
16. Конфиденциальность
17. Применимое право
18. Порядок разрешения споров
19. Гарантии прав недропользователя
20. Условия прекращения действия контракта
21. ~~Частично~~

## Приложение 2 – Лицензия ТОО «Geoscience Consulting»

1 - 1



## ЛИЦЕНЗИЯ

Выдана	<b><u>ТОО Geoscience Consulting</u></b> РНН: 620200348539 (полное наименование, местонахождение, реквизиты юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество физического лица)
на занятие	<b><u>Проектирование горных производств</u></b> (наименование вида деятельности (действия) в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)
Особые условия действия лицензии	(в соответствии со статьей 9 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)
Орган, выдавший лицензию	<b><u>Министерство нефти и газа Республики Казахстан. Комитет промышленности</u></b> (полное наименование государственного органа лицензирования)
Руководитель (уполномоченное лицо)	(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) органа, выдавшего лицензию)
Дата выдачи лицензии	<b><u>13.01.2010</u></b>
Номер лицензии	<b><u>0003328</u></b>
Город	<b><u>г.Астана</u></b>

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



## ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 0003328Дата выдачи лицензии 13.01.2010

Перечень лицензируемых видов работ и услуг, входящих в состав лицензируемого вида деятельности

проектирование добычи твердых полезных ископаемых, нефти, газа, нефтегазоконденсата, составление проектов и технологических регламентов на разработку месторождений твердых полезных ископаемых, нефтегазовых месторождений, составление технико-экономического обоснования проектов разработки месторождений твердых полезных ископаемых, нефтегазовых месторождений;

Филиалы,  
представительства

(полное наименование, местонахождение, реквизиты)

Производственная база

(место нахождения)

Орган, выдавший  
приложение к лицензии

Министерство нефти и газа Республики Казахстан.  
Комитет промышленности

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель  
(уполномоченное лицо)

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) органа,  
выдавшего лицензию)

Дата выдачи приложения к  
лицензии

Номер приложения к  
лицензии

0003328

**Приложение 3 – Протокол НТС ТОО «Geoscience Consulting»****ПРОТОКОЛ  
Научно-технического совета ТОО «Geoscience Consulting»**

г. Астана

\_\_\_\_\_ 2026 г.

**Члены НТС:**

Председатель:	Ебрашева А.Е.	Директор
Члены совета:	Касымова К.М.	Заместитель директора
	Кадыров Т.А.	Главный инженер проекта
Секретарь:	Исмуханова Г.Д.	Ведущий геолог

**Основание:** Договор №05-03-03/26 от 5.03.2026 г.**ПОВЕСТКА ДНЯ:**

Рассмотрение отчета «Проект разработки месторождения Есжан по состоянию на 01.01.2026 г.».

Выступил: ответственный исполнитель Таджикилова Г.М.

Объект исследования – разработка месторождения Есжан.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении.

Месторождение Есжан открыто в 2009 г. Первооткрывательницей месторождения является скважина №2, фактический забой ее составил 2256 м. Скважина вскрыла палеозойские отложения на глубине 2180 м. В результате испытания из интервала 1994-2004 м (дошанская свита) был получен промышленный приток нефти 27 м<sup>3</sup>/сут.

На месторождении было выявлено 2 продуктивных горизонта Ю-IV-А и Ю-IV-Б, которые принадлежат средне-нижнеюрским отложениям дошанской свиты. Все залежи, приуроченные к продуктивным горизонтам, по характеру насыщения являются нефтяными.

К пласту А приурочены нефтяные залежи, получившие развития на блоках I, IV. К пласту Б приурочены нефтяные залежи, получившие развития на блоках I, II и III. По условиям залегания пласта залежи относятся к пластовым, сводовым, тектонически и литологически экранированным.

В тектоническом отношении структура Есжан расположена на северо-восточном борту Арыскупской грабен-синклинали, которая является одним из тектонических элементов Арыскупского прогиба Южно-Тургайской впадины

В 2016 г. выполнен «Подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти и газа месторождения Есжан по состоянию изученности на 02.01.2016 г.» (протокол ГКЗ РК №1715-16-У от 21.10.2016 г.).

На основе ПЗ составлена «Технологическая схема разработки месторождения Есжан по состоянию на 01.07.2016 г.». После подписания Недропользователем Контракта на добычу №4510 от 22.09.2017 г. и согласно ТС (протокол ЦКР РК № 83/6 от 31.03.2017г.) с 2018 г. началась промышленная разработка месторождения Есжан.

В 2020 г. проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д в пределах контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» и в 2022 г. компанией ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» выполнена обработка и интерпретация сейсмических материалов МОГТ 3Д.

По результатам полученных новых данных и с учетом текущего состояния разработки составлен «Анализ разработки месторождения Есжан». Протоколом ЦКРР РК № 32/6 от 6.10.2022 г. были приняты технологические показатели разработки на 2023-2024

гг. и рекомендовано выполнить Пересчет запасов УВ с дальнейшим составлением нового проектного документа на разработку месторождения.

Учитывая переинтерпретации сейсморазведочных работ МОГТ 3Д (2020-2022 гг.), данные по бурению новых скважин (№№ 17, 18, А50) и лабораторных анализов керна была построена геологическая и гидродинамическая модель месторождения Есжан.

В 2025 г. выполнен «Пересчет геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного газа месторождения Есжан по состоянию изученности на 02.01.2025 г.» (протокол ГКЗ РК №2783-25-У от 27.11.2025 г.). Запасы, принятые ГКЗ РК составили: *нефть*: С<sub>1</sub> – геологические 1583 тыс.т, извлекаемые 384 тыс.т (КИН-0,243 д.ед.); С<sub>2</sub> – геологические 1152 тыс.т, извлекаемые 211 тыс.т (КИН-0,182 д.ед.). *растворенный газ*: С<sub>1</sub> – геологические 153,3 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые 37,2 млн.м<sup>3</sup>; С<sub>2</sub> – геологические 142,1 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые 25,9 млн.м<sup>3</sup> (в том числе в пределах Горного отвода: *нефть*: С<sub>1</sub> – геологические 1583 тыс.т, извлекаемые 384 тыс.т; С<sub>2</sub> – геологические 507 тыс.т, извлекаемые 93 тыс.т. *растворенный газ*: С<sub>1</sub> – геологические 153,3 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые 37,2 млн.м<sup>3</sup>; С<sub>2</sub> – геологические 89,9 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые 16,4 млн.м<sup>3</sup>. в том числе за пределами Горного отвода: *нефть*: С<sub>2</sub> – геологические 645 тыс.т, извлекаемые 118 тыс.т. *растворенный газ*: С<sub>2</sub> – геологические 52,2 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые 9,5 млн.м<sup>3</sup>).

Нефть продуктивных горизонтов месторождения Есжан по типу является легкой, а также высоковязкой, малосмолистой и смолистой, малосернистой, парафинистой, застывающей при отрицательных температурах и с невысоким выходом светлых фракций.

По содержанию высокомолекулярных парафинов, поверхностная нефть горизонта Ю-IV-А высокопарафинистая (7,4 % масс.), по содержанию смол – малосмолистая (6,2 % масс.). Содержание асфальтенов в нефти составляет 0,18 %. Значительное количество высокомолекулярных парафиновых углеводородов обусловило высокую температуру застывания нефти, которая составляет плюс 21 °С. По содержанию общей серы нефть относится к классу малосернистых нефтей, т.к. содержание общей серы составляет 0,21 % массовых.

Нефть, горизонта Ю-IV-Б легкая с соответствующей ей кинематической вязкостью, малосернистая, парафинистая. Плотность нефти изменяется от 0,797 до 0,812 г/см<sup>3</sup> и характеризуется как легкая, кинематическая вязкость составляет при температуре 20 °С – 9,1 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 5,1 мм<sup>2</sup>/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти составляет – 2,6 %, асфальтенов – 0,16 %, смол – 3,5 %. Незначительное количество высокомолекулярных парафиновых углеводородов обусловило не высокую температуру застывания нефти, которая составляет плюс 5 °С. По содержанию общей серы нефть относится к классу малосернистых нефтей, т.к. содержание общей серы составляет 0,20 % массовых.

Плотность пластовой нефти горизонта Ю-IV-А в среднем составляет 0,697 г/см<sup>3</sup>, вязкость 0,51 мПа\*с. Давление насыщения составляет 10,83 МПа, газосодержание – 180,26 м<sup>3</sup>/т. Объемный коэффициент в среднем – 1,340.

Плотность пластовой нефти горизонта Ю-IV-Б изменяется от 0,563 до 0,607 г/см<sup>3</sup>, в среднем составляя 0,589 г/см<sup>3</sup>, вязкость 1,1 мПа\*с. Давление насыщения составляет 7,57 МПа, газосодержание – 80,86 м<sup>3</sup>/т. Объемный коэффициент в среднем – 1,105.

С 2025 г. добывающие скважины месторождения Есжан остановлены и введены во временную консервацию, из-за отсутствие проектного документа на разработку.

На месторождении Есжан по состоянию на 01.01.2026 г. фонд пробуренных скважин составляет 19 ед., в т. ч. добывающий фонд - 3 ед. (№ 2, 10, 17). Добывающие скважины эксплуатировались фонтанным (№2) и механизированным (№10) способом (ШГН), средний дебит скважин по нефти – 2,6 т/сут, по жидкости – 2,7 т/сут. В наблюдательном фонде числятся 10 скважин и ликвидированы 6 скважин.

Накопленная добыча с начала разработки по состоянию на 01.01.2026 г. составила 34,5 тыс.т нефти и 41 тыс.т жидкости. Степень выработки запасов нефти на уровне 9%, текущий КИН – 0,022 д.ед.

За период разработки были проведены 3 ГДИС МУО в скважинах №2 (Ю-IV-Б) и №10 (Ю-IV-А и Ю-IV-Б), а также 1 КВД в скважине №2 по горизонту Ю-IV-Б. Каждое исследование проводилось на 3-х режимах выше  $P_{нас}$ . Коэффициент продуктивности составил 4,6-8,8 м<sup>3</sup>/сут/МПа для горизонта Ю-IV-Б и 17,2 м<sup>3</sup>/сут/МПа – для горизонта Ю-IV-А.

Выделен единственный I объект эксплуатации, содержащий нефтяные залежи средней юры – горизонт Ю-IVА и Ю-IVБ. Данный объект разрабатывается на естественном режиме пластовой энергии. Начальное пластовое давление I объекта разработки составляло 22 МПа, давление насыщения 7,6–10,8 МПа, пластовая температура – 73°C.

Из анализа данных за период 2021-2024 гг. при сравнении проектных и фактических показателей разработки месторождения Есжан наблюдается расхождение в сторону недостижения проектных величин. В основном это связано с отставанием количества добывающих скважин (не выполнены объемы по бурению скважин из-за пандемии), а также с уменьшением дебита нефти. Необходимо отметить, что результаты бурения новых скважин (№17 и №18) не дали ожидаемых показателей по добыче.

По рекомендациям ЦКРР РК протокол № 32/6 от 6.10.2022 г. выполнен Пересчет запасов и на основе составлен настоящий Проект разработки месторождения. В рамках которого рассмотрены варианты на естественном режиме и с поддержанием пластового давления, путем закачки воды. Рассмотренные варианты разработки для единственного объекта месторождения Есжан различаются плотностью сеток скважин, и с режимом разработки, где вариантом 3 предусматривается ППД. Сетка скважин подбиралась, в основном, исходя из фактического расположения уже существующего фонда скважин и геометрии залежи. Вариант 1 – базовый, разработка предусмотрено с существующим фондом скважин, на естественном режиме. Вывод 2 скважин из консервации и 1 скважину из наблюдательного фонда. Вариант 2 – рекомендуемый, аналогичен варианту 1, предусмотрено бурение 7 эксплуатационных скважин. Вариант 3 – разработка залежи предусмотрено с ППД, путем перевода добывающих скважин после выработки запасов под нагнетание воды. Бурение 11 добывающих скважин в период 2026-2027 гг. Исходя из результатов расчетов вариантов разработки эффективным является второй вариант, по которому недропользователь и Государство получают выгоду.

Согласно ЕПРКИН следует выполнить объем исследовательских работ в целях контроля за процессом разработки.

**После обсуждения и обмена мнениями НТС постановляет:**

1. Проект разработки месторождения Есжан по состоянию на 01.01.2026 г. выполнен, согласно Технического задания.
2. Направить вышеуказанный отчет на рассмотрение и согласование Заказчику.

Председатель НТС

Ебрашева А.Е.

Секретарь НТС

Исмуханова Г.Д.



## Приложение 4 – Протокол ГТС ТОО «САУТС-ОЙЛ» и ТОО «Geoscience Consulting»,

### ПРОТОКОЛ Совместного геолого-технического совещания ТОО «САУТС-ОЙЛ» и ТОО «Geoscience Consulting»

г. Астана \_\_\_\_\_ 2026 г.

Присутствовали:

От ТОО «САУТС-ОЙЛ»

- |  |                     |
|--|---------------------|
| 1. Вице-президент по геологии и разработке | Мухамедрахимов Ш.К. |
| 2. Главный геолог                          | Жунисов Г.А.        |
| 3. Начальник отдела разработки             | Жумашев Н.Ж.        |
| 4. Ведущий инженер геолог                  | Кулдайбергенов Е.А. |

От ТОО «Geoscience Consulting»

- |                              |                  |
|------------------------------|------------------|
| 1. Директор                  | Ебрашева А.Е.    |
| 2. Заместитель директора     | Касымова К.М.    |
| 3. Главный инженер проекта   | Кадыров Т.А.     |
| 4. Главный геолог            | Берекетов А.С.   |
| 5. Ответственный исполнитель | Таджикулова Г.М. |

#### ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение отчета «Проект разработки месторождения Есжан по состоянию на 01.01.2026 г.».

Докладчик: Таджикулова Г.М.

Месторождение Есжан открыто в 2009 г. Первооткрывательницей месторождения является скважина №2, фактический забой ее составил 2256 м. Скважина вскрыла палеозойские отложения на глубине 2180 м. В результате испытания из интервала 1994-2004 м (дощанская свита) был получен промышленный приток нефти 27 м<sup>3</sup>/сут.

На месторождении было выявлено 2 продуктивных горизонта Ю-IV-А и Ю-IV-Б, которые принадлежат средне-нижнесюрским отложениям дощанской свиты. Все залежи, приуроченные к продуктивным горизонтам, по характеру насыщения являются нефтяными.

К пласту А приурочены нефтяные залежи, получившие развития на блоках I, IV. К пласту Б приурочены нефтяные залежи, получившие развития на блоках I, II и III. По условиям залегания пласта залежи относятся к пластовым, сводовым, тектонически и литологически экранированным.

В тектоническом отношении структура Есжан расположена на северо-восточном борту Арыскумской грабен-синклинали, которая является одним из тектонических элементов Арыскумского прогиба Южно-Тургайской впадины

В 2016 г. выполнен «Подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти и газа месторождения Есжан по состоянию изученности на 02.01.2016 г.» (протокол ГКЗ РК №1715-16-У от 21.10.2016 г.).

На основе ПЗ составлена «Технологическая схема разработки месторождения Есжан по состоянию на 01.07.2016 г.». После подписания Недропользователем Контракта на добычу №4510 от 22.09.2017 г. и согласно ТС (протокол ЦКР РК № 83/6 от 31.03.2017г.) с 2018 г. началась промышленная разработка месторождения Есжан.

В 2020 г. проведены сейсморазведочные работы МОИТ ЗД в пределах контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» и в 2022 г. компанией ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» выполнена обработка и интерпретация сейсмических материалов МОИТ ЗД.

По результатам полученных новых данных и с учетом текущего состояния разработки составлен «Анализ разработки месторождения Есжан». Протоколом ЦКРР РК № 32/6 от 6.10.2022 г. были приняты технологические показатели разработки на 2023-2024 гг. и рекомендовано выполнить Пересчет запасов УВ с дальнейшим составлением нового проектного документа на разработку месторождения.

Учитывая переинтерпретацию сейсморазведочных работ МОИТ ЗД (2020-2022 гг.), данные по бурению новых скважин (№№ 17, 18, А50) и лабораторных анализов керна была построена геологическая и гидродинамическая модель месторождения Есжан.

В 2025 г. выполнен «Пересчет геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного газа месторождения Есжан по состоянию изученности на 02.01.2025 г.» (протокол ГКЗ РК №2783-25-У от 27.11.2025 г.). Запасы, принятые ГКЗ РК составили: *нефть*:  $C_1$  – геологические 1583 тыс.т, извлекаемые 384 тыс.т;  $C_2$  – геологические 1152 тыс.т, извлекаемые 211 тыс.т. *растворенный газ*:  $C_1$  – геологические 153,3 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые 37,2 млн.м<sup>3</sup>;  $C_2$  – геологические 142,1 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые 25,9 млн.м<sup>3</sup> (в том числе в пределах Горного отвода: *нефть*:  $C_1$  – геологические 1583 тыс.т, извлекаемые 384 тыс.т;  $C_2$  – геологические 507 тыс.т, извлекаемые 93 тыс.т. *растворенный газ*:  $C_1$  – геологические 153,3 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые 37,2 млн.м<sup>3</sup>;  $C_2$  – геологические 89,9 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые 16,4 млн.м<sup>3</sup>. в том числе за пределами Горного отвода: *нефть*:  $C_2$  – геологические 645 тыс.т, извлекаемые 118 тыс.т. *растворенный газ*:  $C_2$  – геологические 52,2 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые 9,5 млн.м<sup>3</sup>).

Нефть продуктивных горизонтов месторождения Есжан по типу является легкой, а также высоковязкой, малосмолистой и смолистой, малосернистой, парафинистой, застывающей при отрицательных температурах и с невысоким выходом светлых фракций.

По содержанию высокомолекулярных парафинов, поверхностная нефть горизонта Ю-IV-А высокопарафинистая (7,4 % масс.), по содержанию смол – малосмолистая (6,2 % масс.). Содержание асфальтенов в нефти составляет 0,18 %. Значительное количество высокомолекулярных парафиновых углеводородов обусловило высокую температуру застывания нефти, которая составляет плюс 21 °С. По содержанию общей серы нефть относится к классу малосернистых нефтей, т.к. содержание общей серы составляет 0,21 % массовых.

Нефть, горизонта Ю-IV-Б легкая с соответствующей ей кинематической вязкостью, малосернистая, парафинистая. Плотность нефти изменяется от 0,797 до 0,812 г/см<sup>3</sup> и характеризуется как легкая, кинематическая вязкость составляет при температуре 20 °С – 9,1 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 5,1 мм<sup>2</sup>/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти составляет – 2,6 %, асфальтенов – 0,16 %, смол – 3,5 %. Незначительное количество высокомолекулярных парафиновых углеводородов обусловило не высокую температуру застывания нефти, которая составляет плюс 5 °С. По содержанию общей серы нефть относится к классу малосернистых нефтей, т.к. содержание общей серы составляет 0,20 % массовых.

Плотность пластовой нефти горизонта Ю-IV-А в среднем составляет 0,697 г/см<sup>3</sup>, вязкость 0,51 мПа\*с. Давление насыщения составляет 10,83 МПа, газосодержание – 180,26 м<sup>3</sup>/т. Объемный коэффициент в среднем – 1,340.

Плотность пластовой нефти горизонта Ю-IV-Б изменяется от 0,563 до 0,607 г/см<sup>3</sup>, в среднем составляя 0,589 г/см<sup>3</sup>, вязкость 1,1 мПа\*с. Давление насыщения составляет 7,57 МПа, газосодержание – 80,86 м<sup>3</sup>/т. Объемный коэффициент в среднем – 1,105.

На месторождении Есжан по состоянию на 01.01.2026 г. фонд пробуренных скважин составляет 19 ед., в т. ч. добывающий фонд - 3 ед. (№ 2, 10, 17) и все находится в консервации с 2025 г. Добывающие скважины эксплуатировались фонтанным (№2) и механизированным (№10) способом (ШГН), средний дебит скважин по нефти – 2,6 т/сут.

по жидкости – 2,7 т/сут. В наблюдательном фонде числятся 10 скважин (№ 3, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18, А-50) и ликвидированы 6 скважин (№ 1, 4, 5, 6, 7, 8).

Накопленная добыча с начала разработки по состоянию на 01.01.2026 г. составила 34,5 тыс.т нефти и 41 тыс.т жидкости. Степень выработки запасов нефти на уровне 9%, текущий КНИ – 0,022 д.ед. Выделен единственный I объект эксплуатации, содержащий нефтяные залежи средней юры – горизонт Ю-IVА и Ю-IVБ.

За период разработки были проведены 3 ГДИС МУО в скважинах №2 (Ю-IV-Б) и №10 (Ю-IV-А и Ю-IV-Б), а также 1 КВД в скважине №2 по горизонту Ю-IV-Б. Каждое исследование проводилось на 3-х режимах выше Pнас. Коэффициент продуктивности составил 4,6-8,8 м<sup>3</sup>/сут/МПа для горизонта Ю-IV-Б и 17,2 м<sup>3</sup>/сут/МПа – для горизонта Ю-IV-А.

Месторождение Есжан разрабатывается на режиме истощения пластовой энергии. Начальное пластовое давление I объекта разработки (горизонт Ю-IVБ и Ю-IVА) - 22 МПа, давление насыщения 7,6–10,8 МПа. Начальная пластовая температура – 73°С.

Из анализа данных за период 2021-2024 гг. при сравнении проектных и фактических показателей разработки месторождение Есжан наблюдается расхождение в сторону недостижения проектных величин. В основном это связано с отставанием количества добывающих скважин, а также с уменьшением дебита нефти. Необходимо отметить, что результаты бурения новых скважин (№17 и №18) не дали ожидаемых показателей по добыче.

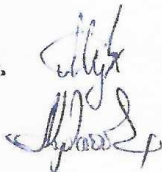
По рекомендациям ЦКРР РК протокол № 32/6 от 6.10.2022 г. выполнен Пересчет запасов и на основе составлен настоящий Проект разработки месторождения. В рамках которого рассмотрены варианты на естественном режиме и с поддержанием пластового давления, путем закачки воды. Рассмотренные варианты разработки для единственного объекта месторождения Есжан различаются плотностью сеток скважин, и с режимом разработки, где вариантом 3 предусматривается ППД. Сетка скважин подбиралась, в основном, исходя из фактического расположения уже существующего фонда скважин и геометрии залежи. Вариант 1 – базовый, разработка предусмотрено с существующим фондом скважин, на естественном режиме. Вывод 2 скважин из консервации и 1 скважину из наблюдательного фонда. Вариант 2 – рекомендуемый, аналогичен варианту 1, предусмотрено бурение 7 эксплуатационных скважин. Вариант 3 – разработка залежи предусмотрено с ППД, путем перевода добывающих скважин после выработки запасов под нагнетание воды. Бурение 11 добывающих скважин в период 2026-2027 гг. Исходя из результатов расчетов вариантов разработки эффективным является второй вариант, по которому недропользователь и Государство получают выгоду.

Согласно ЕПРКИН следует выполнить объем исследовательских работ в целях контроля за процессом разработки.

**После обсуждения и обмена мнениями ГТС постановляет:**

1. Проект разработки месторождения Есжан по состоянию на 01.01.2026 г. выполнен, согласно Технического задания.
2. Направить вышеуказанный отчет на рассмотрение и получение заключений надзорных органов.
3. Направить отчет «Проект разработки месторождения Есжан по состоянию на 01.01.2026 г.» на рассмотрение и назначение независимых экспертов ЦКРР РК.

Председатель



Мухаметрахимов Ш.К.

Секретарь



Кудайбергенов Е.А.