

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Директор ТОО «НПЦ»

Б.К. Сакауов

Ответственный исполнитель:

Ведущий геолог отдела геологии и геофизических исследований месторождений УВС, к.г-м.н., доктор философии

В.П. Котов

Начальник отдела геологии и геофизических исследований месторождений УВС,

Б.К. Толеков

Старший геолог отдела геологии и геофизических исследований месторождений УВС,

Ж.А. Крымкулова

Ведущий геофизик отдела геологии и геофизических исследований месторождений УВС,

М.С. Овсеенко

Ведущий инженер-экономист отдела проектирования и экономического анализа разработки месторождения УВС

Е.Б. Кожобеков

Начальник отдела проектирования экологии и охраны окружающей среды

А.В. Драган

Ведущий эколог отдела проектирования экологии и охраны окружающей среды

Н.Т. Дергилева

Нормоконтролер

А.И. Джуксангалиева



ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	18
ВВЕДЕНИЕ	24
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	25
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	28
2.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ	28
2.2. ХАРАКТЕРИСТИКА ТОЛЩИН, КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ (ГОРИЗОНТОВ) И ИХ НЕОДНОРОДНОСТИ	37
2.2.1. <i>Характеристика коллекторских свойств продуктивных пластов по ГИС и керну</i>	<i>40</i>
2.3. СВОЙСТВА И СОСТАВ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ	44
2.3.1. <i>Свойства нефти в пластовых условиях</i>	<i>44</i>
2.3.2. <i>Свойства и состав нефти в поверхностных условиях</i>	<i>45</i>
2.3.3. <i>Свойства и состав растворенного в нефти газа</i>	<i>50</i>
2.3.4. <i>Свойства и состав пластовой воды</i>	<i>51</i>
2.4. ФИЗИКО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	54
2.5. ЗАПАСЫ НЕФТИ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ БОРКЫЛДАКТЫ	58
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	60
3.1. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ, ХАРАКТЕРИСТИКА ИХ ПРОДУКТИВНОСТИ	60
3.2. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ	65
3.2.1. <i>Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки</i>	<i>65</i>
3.2.2. <i>Анализ выработки запасов нефти из пластов</i>	<i>78</i>
3.2.3. <i>Анализ эффективности реализуемой системы разработки</i>	<i>80</i>
3.3. ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ РАСЧЕТНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТОВ	82
3.3.1. <i>Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки</i>	<i>82</i>
3.3.2. <i>Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки</i>	<i>91</i>
3.4. ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ И ВЫБОР РАСЧЕТНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	92
3.4.1. <i>Обоснование выделения эксплуатационных объектов</i>	<i>92</i>
3.4.2. <i>Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики</i>	<i>93</i>
3.4.3. <i>Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт</i>	<i>97</i>
3.4.4. <i>Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки месторождения</i>	<i>98</i>
3.4.5. <i>Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин</i>	<i>100</i>
3.5. ОБОСНОВАНИЕ НОРМАТИВОВ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ПРИНЯТЫХ ДЛЯ РАСЧЕТОВ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	101



4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	105
4.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	105
4.2. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	110
4.3. АНАЛИЗ РАСЧЕТНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ (КИН) ИЗ НЕДР	122
5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	123
5.1. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ, ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМОГО К УТВЕРЖДЕНИЮ ВАРИАНТА.....	123
6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.....	125
6.1. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМЫХ СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, УСТЬЕВОГО И ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН.....	125
6.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ	129
6.3. РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН	131
6.4. РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (СППД).....	135
6.5. РЕКОМЕНДАЦИИ К РАЗРАБОТКЕ ПРОГРАММЫ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ (УТИЛИЗАЦИИ) ГАЗА	136
7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН.....	138
7.1. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ	138
7.1.1. Рекомендации к конструкциям скважин	138
7.1.2. Требования к технологии и качеству цементирования скважин	141
7.1.3. Требования к производству буровых работ.....	143
7.2. ТРЕБОВАНИЯ К МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	144
7.2.1. Требования к типам и характеристикам промывочной жидкости при первичном вскрытии	144
7.2.2. Требования к типам и характеристикам перфорационной жидкости при вторичном вскрытии.....	145
8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ.....	149
9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	156
9.1. КОМПЛЕКС ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН.....	156
9.2. КОМПЛЕКС ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ	158
9.3. КОМПЛЕКС ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ.....	160
10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	163
10.1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	163
10.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ И РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ	164



10.3. Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира	166
10.4. Мероприятия по защите окружающей среды от негативного действия отходов.....	168
10.5. Охрана недр	169
10.6. Мероприятия по ликвидации аварий	170
10.7. Противоэпидемическая безопасность	172
11. Мероприятия по поразведке месторождения	174
11.1. Обоснование увеличения участка добычи (горного отвода).....	174
12. Опытнo-промышленные испытания новых технологий и технических решений.....	184
13. Расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования	185
13.1. Расчет размера удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд.....	186
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	189
ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ.....	191



СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1. 1–Характеристика продуктивных горизонтов по блокам	34
Таблица 2.1. 2–Абсолютные отметки межфлюидных контактов по залежам	35
Таблица 2.2. 1–Характеристика толщин пластов-коллекторов по залежам и объектам.....	38
Таблица 2.2. 2–Статистические показатели характеристики неоднородности коллекторов	39
Таблица 2.3.1–Свойства нефти в пластовых условиях.....	45
Таблица 2.3.2–Свойства и состав нефти в поверхностных условиях	48
Таблица 2.3.3–Свойства и состав растворенного в нефти газа.....	50
Таблица 2.3.4–Свойства и состав пластовой воды	51
Таблица 2.5. 1–Сводная таблица подсчета запасов нефти	59
Таблица 3.1.1–Выполнение гидродинамических исследований за период 2019-01.04.2026 гг.	60
Таблица 3.1.2–Результаты исследований скважин методом установившихся отборов (МУО), выполненных в 2014 году	62
Таблица 3.1.3–Результаты замеров начальных пластовых давлений	63
Таблица 3.2.1–Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.04.2026 г.	66
Таблица 3.2.2–Динамика распределения фонда скважин по дебитам нефти и жидкости за 2022- 01.04.26 гг. по месторождению на конец периода	71
Таблица 3.2.3–Динамика коэффициентов эксплуатации и использования в целом по месторождению	72
Таблица 3.2.4–Сопоставление основных проектных и фактических технологических показателей разработки I-му эксплуатационному объекту	75
Таблица 3.2.5–Сопоставление основных проектных и фактических технологических показателей разработки II-му эксплуатационному объекту	76
Таблица 3.2.6–Сопоставление основных проектных и фактических технологических показателей разработки в целом по месторождению Боркылдакты	77
Таблица 3.2.7–Состояние выработанности запасов нефти	80
Таблица 3.3.1–Определение расчетной неоднородности по скважинам и объектам	82
Таблица 3.3.2–Результаты специальных исследований керна по определению относительных фазовых проницаемостей триасовых отложений месторождения Сагиз Западный	90
Таблица 3.3.3–Действующие интервалы перфорации скважин	91
Таблица 3.4.1–Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов	93
Таблица 3.4.2–Планируемые геолого-технические мероприятия по регулированию процесса разработки по 2-му рекомендуемому варианту	95
Таблица 3.4.3–Основные исходные характеристики рассмотренных вариантов разработки по эксплуатационным объектам	96
Таблица 3.4.4–Определение коэффициентов охвата процессом вытеснения	101
Таблица 3.5.1–Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат	103
Таблица 3.5.2–Нормативы расчета бюджетной эффективности	104
Таблица 4.1. 1–Проектные технологические показатели разработки месторождения Боркылдакты. Рекомендуемый вариант разработки 2	107



Таблица 4.1. 2-Характеристика основного фонда скважин месторождения Боркылдакты. Рекомендуемый вариант разработки 2	107
Таблица 4.1. 3-Проектные технологические показатели разработки I-го эксплуатационного объекта месторождения Боркылдакты. Рекомендуемый вариант разработки 2	108
Таблица 4.1. 4-Характеристика основного фонда скважин I-го эксплуатационного объекта месторождения Боркылдакты. Рекомендуемый вариант разработки 2	108
Таблица 4.1. 5-Проектные технологические показатели разработки II-го эксплуатационного объекта месторождения Боркылдакты. Рекомендуемый вариант разработки 2	109
Таблица 4.1. 6-Характеристика основного фонда скважин II-го эксплуатационного объекта месторождения Боркылдакты. Рекомендуемый вариант разработки 2	109
Таблица 4.2. 1-Расчет дохода от реализации продукции по рекомендуемому варианту 2	112
Таблица 4.2. 2-Расчет капитальных вложений по рекомендуемому варианту 2.....	113
Таблица 4.2. 3-Расчет эксплуатационных затрат по рекомендуемому варианту 2.....	116
Таблица 4.2. 4-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по рекомендуемому варианту 2.....	117
Таблица 4.2. 5-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2	118
Таблица 4.2. 6-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2.....	119
Таблица 4.2. 7-Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2.....	121
Таблица 4.3. 1-Сопоставление рентабельных коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти по вариантам разработки месторождения Асанкеткен	122
Таблица 4.3. 2-Сопоставление утвержденных ГКЗ Республики Казахстан коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти с рекомендуемыми величинами по категориям и эксплуатационным объектам месторождения Боркылдакты	122
Таблица 5.1.1-Технико-экономические показатели по вариантам	123
Таблица 5.1.2-Интегральные экономические показатели в расчетных (без учета инфляции) ценах	124
Таблица 6.5. 1-Баланс сырого газа по месторождению Боркылдакты на 2026-2030 гг.	137
Таблица 7.1.1-Рекомендуемая конструкция проектных эксплуатационной и оценочных скважин.....	139
Таблица 7.1.2-Оборудование устья проектных скважин.....	140
Таблица 7.1.3-Проектная инклинометрия наклонно-направленной добывающей скважины БОР-5	140
Таблица 7.1.4-Рекомендации по цементированию обсадных колонн.....	143
Таблица 8.1.1-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ в целом по месторождению Боркылдакты.....	151
Таблица 8.1.2-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ по I-му эксплуатационному объекту месторождения Боркылдакты.....	153
Таблица 8.1.3-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ по II-му эксплуатационному объекту месторождения Боркылдакты	155
Таблица 9.1.1-Рекомендуемый комплекс исследовательских работ.....	161
Таблица 11. 1-Географические координаты угловых точек горного отвода.....	178



Таблица 11. 2-Географические координаты угловых точек испрашиваемого (планируемого к расширению) участка контрактной территории.....	180
Таблица 11. 3-Ориентировочный объем добычи нефти, газа и расчет на сжигание газа при испытании объектов	183
Таблица 13.1.1-Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд	187
Таблица 13.1.2-Расчет величины отчислений в Ликвидационный фонд	188



СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1-Обзорная карта района работ.....	26
Рисунок 1.2-Выкопировка из картограммы расположения Участка недр (Горный отвод) .	27
Рисунок 2.1. 1-Структурная карта по условному горизонту ОГ_V.....	32
Рисунок 2.1. 2-Структурная карта по условному горизонту ОГ_T-1.....	33
Рисунок 2.1. 3-Структурная карта по условному горизонту ОГ_T-3.....	33
Рисунок 3.1.1-Индикаторные диаграммы по скважинам	61
Рисунок 3.1.2-Динамика пластового и забойного давления по скважине БОР-1	63
Рисунок 3.1.3-Динамика пластового и забойного давления по скважине БОР-3	64
Рисунок 3.1.4-Динамика пластового и забойного давления по скважине БОР-4	64
Рисунок 3.2.1-Динамика основных технологических показателей по скважине БОР-1 (I объект)	67
Рисунок 3.2.2-Динамика основных технологических показателей по скважине БОР-1 (II объект)	67
Рисунок 3.2.3-Динамика основных технологических показателей по нагнетательной скважине БОР-2	68
Рисунок 3.2.4-Динамика основных технологических показателей по скважине БОР-3 (I объект)	69
Рисунок 3.2.5-Динамика основных технологических показателей по скважине БОР-3 (II объект)	69
Рисунок 3.2.6-Динамика основных технологических показателей по скважине БОР-4 (I объект)	70
Рисунок 3.2.7-Динамика основных технологических показателей по скважине БОР-4 (II объект)	71
Рисунок 3.2.8-Характеристики вытеснения по I объекту разработки.....	79
Рисунок 3.2.9-Характеристики вытеснения по II объекту разработки	79
Рисунок 3.3.1-Определение потенциально возможной накопленной добычи нефти по характеристике вытеснения Камбарова. Скважина БОР-1. Объект I.....	83
Рисунок 3.3.2-Определение потенциально возможной накопленной добычи нефти по характеристике вытеснения Камбарова. Скважина БОР-1. Объект II	83
Рисунок 3.3.3-Определение потенциально возможной накопленной добычи нефти по характеристике вытеснения Камбарова. Скважина БОР-3. Объект I.....	84
Рисунок 3.3.4-Определение потенциально возможной накопленной добычи нефти по характеристике вытеснения Камбарова. Скважина БОР-3. Объект II	84
Рисунок 3.3.5-Определение потенциально возможной накопленной добычи нефти по характеристике вытеснения Камбарова. Скважина БОР-4. Объект I.....	85
Рисунок 3.3.6-Определение потенциально возможной накопленной добычи нефти по характеристике вытеснения Камбарова. Скважина БОР-4. Объект II	85
Рисунок 3.3.7-Геолого-статистические разрезы по горизонтам Т-I (слева) и Т-II (справа).	87
Рисунок 3.3.8-Геолого-статистические разрезы по горизонтам Т-III (слева) и Т-IVa (справа)	88
Рисунок 3.3.9-Геолого-статистические разрезы по горизонтам Т-V (слева) и Т-VI (справа)	89
Рисунок 3.3.10-Относительные фазовые проницаемости для нефти и воды триасовых отложений месторождения Сагиз Западный	90



Рисунок 3.4.1-Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по горизонтам (слева) и эксплуатационным объектам (справа).....	92
Рисунок 6.3.1-Технологическая схема пункта сбора нефти (ПСН) месторождения Боркылдакты	134
Рисунок 11. 1-Структурная карта по ОГ_Т-1.	175
Рисунок 11. 2-Структурная карта по ОГ_Т-2.	175
Рисунок 11. 3-Боркылдакты. Структурная карта по условному горизонту ОГ_Т-3.....	176
Рисунок 11. 4-Картограмма участка недр (горный отвод) месторождения Боркылдакты (2024 г).....	178
Рисунок 11. 5-Схема планируемого к расширению участка контрактной территории.....	181



СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ № п/п	Наименование приложения	Номер прило- жения	Коли- чество листов	Масштаб	Гриф
1	2	3	4	5	6
1	Профильный разрез по линии I-I	1	1	верт. 1:1 000 гориз. 1:10 000	нс
2	Структурная карта по отражающему горизонту Т_1 (условный горизонт внутри триасовых отложений)	1	1	1: 10000	нс
3	Структурная карта по отражающему горизонту Т_2 (условный горизонт внутри триасовых отложений)	1	1	1: 10000	нс
4	Структурная карта по отражающему горизонту Т_3 (условный горизонт внутри триасовых отложений)	1	1	1: 10000	нс
5	Горизонт Т-I а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1	1	1: 10000	нс
6	Горизонт Т-II а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1	1	1: 10000	нс
7	Горизонт Т-III а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1	1	1: 10000	нс
8	Т-IV-A а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1	1	1: 10000	нс
9	Горизонт Т-V а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1	1	1: 10000	нс
10	Боркылдакты. Горизонт Т-VI а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1	1	1: 10000	нс
11	а) Карта текущих отборов жидкости б) Карта накопленных отборов жидкости	1	1	1: 10000	нс



12	Схема размещения пробуренных и проектных скважин а) 1 вариант разработки б) 2 вариант разработки	1	1	1: 10000	нс
----	--	---	---	----------	----

Всего графических приложений, на 12 листах, в т.ч. 12 несекретно.



СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Табличное приложение 4.1.1-Проектные технологические показатели разработки месторождения Боркылдакты. Вариант разработки 1	192
Табличное приложение 4.1.2-Характеристика основного фонда скважин месторождения Боркылдакты. Вариант разработки 1	192
Табличное приложение 4.1.3-Проектные технологические показатели разработки I-го эксплуатационного объекта месторождения Боркылдакты. Вариант разработки 1	192
Табличное приложение 4.1.4-Характеристика основного фонда скважин I-го эксплуатационного объекта месторождения Боркылдакты. Вариант разработки 1	193
Табличное приложение 4.1.5-Проектные технологические показатели разработки II-го эксплуатационного объекта месторождения Боркылдакты. Вариант разработки 1	193
Табличное приложение 4.1.6-Характеристика основного фонда скважин II-го эксплуатационного объекта месторождения Боркылдакты. Вариант разработки 1	193
Табличное приложение 4.2. 1-Расчет дохода от реализации продукции по варианту 1	194
Табличное приложение 4.2. 2-Расчет эксплуатационных затрат по варианту 1	194
Табличное приложение 4.2. 3-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по варианту 1	195
Табличное приложение 4.2. 4-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по варианту 1	196
Табличное приложение 4.2. 5-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по варианту 1	196
Табличное приложение 4.2. 6-Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по варианту 1	196



Приложение №1 к договору № S-PE-137-26 от 18.03.2026г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на оказание услуг по подготовке проектной документации по месторождению
Боркылдакты

1. Целевое назначение работ: предоставление услуг по подготовке проектной документации по месторождению Боркылдакты:

- Дополнение к Проекту разработки месторождения Боркылдакты (далее – «Проект»);
- Проект Отчета о возможных воздействиях намечаемой деятельности на окружающую среду к «Дополнение к Проекту разработки месторождения Боркылдакты» - (далее – «Отчет»).

2. Основание на проведение работ:

- Контракт на Разведку и Добычу углеводородного сырья на территориях Блока А: XXIV (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXV-16 (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXVI-17 (частично), 18 (частично) и Блока Е: XXV-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVI-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVII-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично) в Атырауской области Республики Казахстан, № 1117 от 04.03.2003г. Дополнения 1-29 к Контракту № 1117 от 04.03.2003г.;
- Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК;
- Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239;
- Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI.

3. Краткая характеристика месторождения и проведенных работ:

Нефтяное месторождение Боркылдакты административно находится на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан.

Месторождение Боркылдакты было открыто в 2010г.

Пробуренными поисково-разведочными скважинами на месторождении были выявлены залежи нефти, приуроченные к терригенному комплексу триасовых отложений. Выделяется 6 продуктивных горизонтов (Т-I, Т-II, Т-III, Т-IV Т-V и Т-VI). Глубина залегания продуктивных горизонтов от 1350 до 1520 м.

Коллекторы продуктивных горизонтов представлены терригенными породами – песками, песчаниками, алевролитами и алевролитами.

Нефти горизонтов Т-I, Т-II, Т-III, Т-IV-A – малосернистые (содержание серы около 0,15%), от средних до тяжелых (плотность нефти колеблется от 0,862 г/см³ до 0,876 г/см³), высоковязкие (вязкость нефти колеблется от 47,7 до 110,3 мм²/с). Нефть горизонта Т-V – малосернистая (содержание серы – 0,1%), легкая (плотность нефти – 0,842 г/см³), по вязкости относится к повышено вязким (21,8-24,2 мм²/с). Нефть горизонта Т-VI – малосернистая (0,06%), легкая (0,825 г/см³), по вязкости к повышено вязким (11 мм²/с).

Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов определены по результатам промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин. Среднее значение коэффициента пористости 0,19 – 0,27 д. ед., нефтенасыщенности – 0,51 – 0,67 д.ед. Среднее значение проницаемости, определенное по ГДИС, изменяется от 8,07 до 71,1 мД.

В период с июня 2011 г. по 4 марта 2013 г. месторождение находилось в пробной эксплуатации.

В 2012 г. был выполнен отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Боркылдакты Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.04.2012 г.», утвержденный ГКЗ РК (протокол № 1222-12-У от 01.11.2012г.).

Запасы нефти месторождения Боркылдакты подсчитаны по категории С₁ в количестве 420 тыс. т геологических и 84 тыс. т извлекаемых. Запасы растворенного газа, виду его незначительного количества, на баланс не приняты.

В 2012 г. была составлена «Технологическая схема разработки месторождения



Боркылдакты по состоянию на 01.01.2012г.», которая утверждена Комитетом геологии и недропользования МИНТ РК (Письмо исх. № 17-04-213-и от 08.02.2013г.).

На месторождении Боркылдакты выделено два объекта разработки: I объект разработки (горизонты Т-I, Т-II и Т-III); II объект разработки (горизонты Т-IV-A, Т-V и Т-VI).

Месторождение находится в промышленной разработке с 16 июля 2013 г.

В 2014 г. был подготовлен отчет «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Боркылдакты», который был утвержден Комитетом геологии и недропользования МИР РК (письмо 27-5-1521-и от 19.12.2014 г.) с уточненными технологическими показателями разработки на период 2014-2015 гг.

В 2018 г. был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Боркылдакты» по состоянию на 01.11.2018 г., который был согласован Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки (Протокол ЦКРР МЭ РК №6/25 от 21.12.2018 г.) с уточненными технологическими показателями на период 2018-2020 гг.

В 2019 г. составлен отчет «Проект разработки месторождения Боркылдакты», который был согласован Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки (Протокол ЦКРР № 12/5 от 01 августа 2019 г.).

В 2023 г. составлен отчет «Анализ разработки месторождения Боркылдакты». По результатам рассмотрения отчета на заседании ЦКРР РК, Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки было отказано в согласовании отчета (Протокол ЦКРР № 45/3 от 23-24 ноября 2023 г.).

По состоянию на 01.03.2026 г., фонд пробуренных скважин на месторождении составляет 4 ед.: добывающих скважин – 3, в том числе 3 действующих; нагнетательных – 1 действующая скважина. Добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом с использованием винтовых насосов (ВШНУ).

Текущая добыча нефти по месторождению находится в пределах 3,5-4,5 т/сут.

Добыча на месторождении Боркылдакты за 2025 г. составила 1,196 тыс. т нефти, 21,788 тыс. т жидкости, попутного газа – 0,004 млн. м³.

Накопленная добыча составила 46,372 тыс.т нефти, 235,55 тыс.т жидкости, попутного газа – 0,142 млн.м³. Текущий КИН составляет 0,11 д.ед.

Закачка воды за 2025 г. составила 17,602 тыс.м³, накопленная закачка – 206,647 тыс.м³.

Период добычи по месторождению Боркылдакты, согласно Дополнения № 22 к Контракту № 1117, истекает 31.12.2026г.

4. Перечень исходных данных, представляемых Исполнителю после подписания Договора на оказание услуг:

- сведения о недропользователе;
- Подсчет запасов нефти и ТЭО КИН месторождения Боркылдакты по состоянию изученности на 01.04.2012 г.;
- Технологическая схема разработки месторождения Боркылдакты с проектом ПредОВОС (2013 г.);
- Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Боркылдакты (2014 г.);
- Анализ разработки месторождения Боркылдакты (2018 г.);
- Проект разработки месторождения Боркылдакты с проектом ПредОВОС (2019 г.);
- Анализ разработки месторождения Боркылдакты (2023 г.);
- данные промыслово-геофизических, гидродинамических, химико-физических и пр. исследований по добывающим скважинам, схемы размещения существующих и проектных скважин;
- результаты переинтерпретации сейсморазведочных работ 3Д, 2025 г.;
- другая информация, согласно списку исходной информации по запросу Исполнителя в рамках решаемых задач по договору.

5. Основные требования к Проекту:



- Проект выполняется согласно действующим «Методическим указаниям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых», утвержденных приказом №329 от 24.08.2018 г. и.о. министра энергетики РК;
- Исходную геолого-промысловую информацию необходимо учесть по состоянию на 01.04.2026 г., а также любую дополнительную информацию, полученную до завершения работ по анализу разработки месторождения, результаты которой могут повлиять на принятие проектных решений и выполнение технико-экономических расчетов;
- Первый год расчета проектных технико-экономических показателей – 2026 г.;
- Рассмотреть не менее двух вариантов разработки;
- Обосновать увеличение участка недр (расширение горного отвода), для проведения работ по доразведке сопредельных блоков структуры Боркылдакты, рекомендованного по результатам выполненной переинтерпретации сейсморазведки 3Д;
- Предусмотреть бурение оценочных скважин на площади увеличения участка недр, в т.ч. двух независимых и двух зависимых скважин.

6. Экспертная оценка и утверждение Проекта:

- Согласование Проекта с Заказчиком;
- Сопровождение Проекта при проведении независимой экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки;
- Защита Проекта на заседании ЦКРР РК.

7. Техническое задание на составление проекта «Отчет о возможных воздействиях намечаемой деятельности на окружающую среду к «Дополнению к проекту разработки месторождения Боркылдакты»

7.1 Состав работы:

7.1.1 Состав разделов Отчета и степень их проработки определить с учетом требований и рекомендаций нормативно-правовых актов, действующих на дату составления Отчета.

7.2 Экспертная оценка и утверждение Отчета:

- Согласование Отчета с Заказчиком;
- Организация и проведение общественной экологической экспертизы (общественные слушания) по месту административной принадлежности производственного объекта, согласно «Правилам проведения общественных слушаний», утвержденным приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286;
- Согласование Отчета в контролирующих органах согласно действующему законодательству и получение заключения Государственной экологической экспертизы.

8. Сроки выполнения работ: 01.04.2026г. - 30.09.2026г.

9. Количество экземпляров:

- Передача Заказчику 3 (трех) экземпляров каждого проектного документа с графическими приложениями на бумажных носителях и в цифровом виде на CD.

10. Специальные требования к потенциальным подрядчикам:

- 10.1. Наличие лицензии на составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и анализ разработки месторождений углеводородов (пункт 11), и составление технических проектных документов для месторождений углеводородов (пункт 12);
- 10.2. Наличие лицензии на выполнение и оказание услуг в области охраны окружающей среды;
- 10.3. Все дополнительные вопросы, не нашедшие отражения в настоящем техническом задании, которые могут возникнуть у Заказчика, рассматриваются в рабочем порядке, и при необходимости, должны учитываться в проектной документации;
- 10.4. Подрядчик обязуется устранить все замечания, которые могут возникнуть при согласовании предварительных результатов с Заказчиком.



10.5. При возникновении замечаний по проектной документации со стороны контролирующих органов, на основании авторства устранять замечания от имени Исполнителя с согласования с Заказчиком.

10.6. Вся переписка и корреспонденция с контролирующими органами должна осуществляться с согласования Заказчика.

10.7. Все изменения, дополнения и рекомендации должны вноситься в Проект/Отчет после согласования с Заказчиком.

10.8. Подрядчик обязуется еженедельно представлять Заказчику информационный отчет о проделанной работе по Проекту/Отчету.

Главный геолог на промысле
ТОО «Jasyl Energy»



Сутуров М.Ж.

ЗАКАЗЧИК / ТАПСЫРЫСШЫ:

ТОО «Jasyl Energy» ЖШС
Генеральный директор/ Бас директор

Аблаев К.Ж.



ИСПОЛНИТЕЛЬ / ОРЫНДАУШЫ:

ТОО «Научно-производственный центр» ЖШС

Директор

Сакауов Б.К.



РЕФЕРАТ

ТОО «Jasyl Energy» является недропользователем на основании Контракта № 1117 от «04» марта 2003 г. на Разведку и Добычу углеводородного сырья на территориях Блока А: XXIV (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXV-16 (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXVI-17 (частично), 18 (частично) и Блока Е: XXV-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVI-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVII-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично) в Атырауской области. Срок действия Контракта – до «04» марта 2034 г.

Дополнением № 29 к Контракту № 1117 от «04» марта 2003 г. (регистрационный № 5509-УВС от «28» июля 2025 г.) период разведки продлен до «22» ноября 2026 г.

Площадь участка недр (Геологический отвод) Блоков А и Е составляет 9984,7 кв. км за вычетом площади месторождений и контрактных территорий других недропользователей, глубина геологического отвода – до фундамента (рег.№ 713-РУВ от «18» марта 2025 г.).

Период добычи на месторождении Боркылдакты истекает «31» декабря 2026 г., согласно основному проектному документу на промышленную разработку месторождения Боркылдакты (протокол ЦКРР № 12/5 от «01» августа 2019 г.) (7) и Дополнению № 22 к Контракту № 1117 (регистрационный № 4959-УВС от 02.09.2021 г.).

Участок недр (Горный отвод) месторождения Боркылдакты (рег. № 651-Д от «05» июня 2024 г.) расположен в пределах блока XXVI-15-А (частично), Макатского района Атырауской области. Площадь горного отвода составляет 0,659 кв. км, а глубина – «минус» 1565,2 м.

Право недропользования по Контракту № 1117 от «04» марта 2003 г. перешло к ТОО «Jasyl Energy» от ТОО «5A OIL (5A OIL)» (прежнее наименование – ТОО «Самек Интернешнл» и ТОО «Манаш Петролеум»), на основании Дополнения № 27 (регистрационный № 5344-УВС от «19» июня 2024 г.) к вышеназванному Контракту.

В пределах Контрактной территории, в ходе геологоразведочных работ, в надсолевом комплексе были выявлены несколько перспективных объектов, для изучения некоторых из них в 2009 г. АО «АктюбНИГРИ» был составлен **«Локальный проект на проведение поисково-разведочных работ на структурах Кызылжар I, Северный Кызылжар II и Боркылдакты в пределах блока Е»** (протокол НТС МТД «ЗапКазНедра» № 213/2009 от «29» сентября 2009 г.).

Вышеназванный проектный документ предусматривал бурение 4-х поисково-разведочных скважин (БОР-1, БОР-2, БОР-3 и БОР-4), из которых в 2010 г. пробурены скважины БОР-1 и БОР-2.



Месторождение Боркылдакты было открыто в феврале 2010 г., когда в результате опробования поисковой скважины БОР-1 была установлена продуктивность триасовых отложений.

По результатам бурения, интерпретации материалов ГИС и опробования двух пробуренных скважин в 2010 г. составлен отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Боркылдакты Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.07.2010 г.)»** (1), который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 1010-10-П от «23» декабря 2010 г.).

На основании вышеназванного утвержденного отчета по оперативному подсчету запасов УВС был разработан **«Проект пробной эксплуатации месторождения Боркылдакты»** (2), который согласован ЦКРР при МНиГ Республики Казахстан (протокол № 128 от «19» апреля 2011 г.). В рамках согласованного проектного документа предусматривалось бурение опережающей добывающей скважины БОР-3, которая была пробурена в середине 2011 г., а пробную эксплуатацию месторождения Боркылдакты планировалось вести в период с июня 2011 по «04» марта 2013 г.

По результатам бурения, интерпретации материалов ГИС и опробования трех пробуренных скважин ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен отчет **«Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Боркылдакты Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.04.2012 г.)»** (3), который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 1222-12-У от «01» ноября 2012 г.).

Государственным балансом запасов полезных ископаемых Республики Казахстан были учтены только запасы нефти в следующих количествах:

- нефти: геологические/извлекаемые (категория C_1): 420 тыс.т / 84 тыс.т;

Запасы растворенного в нефти газа, ввиду малого объема, не были утверждены.

На основании отчета по подсчету запасов УВС ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» в 2012 г. была разработана **«Технологическая схема разработки месторождения Боркылдакты (по состоянию изученности на 01.04.2012 г.)»** (4), который согласован ЦКРР при МНиГ Республики Казахстан и утвержден КГиН МИиНТ Республики Казахстан (письмо № 17-04-213-и от «08» февраля 2013 г.).

В рамках вышеназванного проектного документа на промышленную разработку месторождения было рекомендовано выделение двух основных эксплуатационных объекта:

- **I-й объект** – продуктивные горизонты Т-I + Т-II + Т-III;
- **II-й объект** – продуктивные горизонты Т-IVa + Т-V + Т-VI.



Рассмотрены три варианта разработки и по результатам технико-экономической их оценки рекомендован к реализации вариант разработки 2, согласно которого предусматривалось разработку I-го объекта вести с организацией системы поддержания пластового давления путем закачки воды в продуктивные пласты, а разработку II-го объекта – на естественном режиме истощения пластовой энергии.

Проектировался ввод в эксплуатацию из бурения двух добывающих скважин БОР-4 (II-й объект) и БОР-5 (I-й объект), а также использование существующих скважин БОР-1, БОР-2 и БОР-3 путем ввода из консервации.

Общий фонд скважин должен был составить 5 ед., из которых: 4 ед. добывающие (БОР-1, БОР-3, БОР-4 и БОР-5) и 1 ед. – нагнетательная (БОР-2).

Рентабельный период добычи – с марта 2013 по декабрь 2018 гг.

Месторождение было введено в промышленную разработку вводом скважин БОР-1 и БОР-3 из консервации в июле 2013 г. В августе 2013 г. пробурена проектная добывающая скважина БОР-4 и введена в эксплуатацию в сентябре того же года, а скважина БОР-5 – не была пробурена.

В 2014 г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен отчет **«Авторский надзор за реализацией Технологической схемой разработки месторождения Боркылдакты (по состоянию изученности на 01.07.2014 г.)»** (5), в рамках которого отмечено недостижение запроектированных уровней добычи нефти и других показателей разработки как по эксплуатационным объектам, так и месторождению в целом.

В 2018 г. ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» составлен отчет **«Анализ разработки месторождения Боркылдакты»** (6), который был согласован ЦКРР при МЭ Республики Казахстан (протокол № 6/25 от «21» декабря 2018 г.). В рамках вышеназванного отчета были откорректированы и спрогнозированы проектные показатели разработки на 2018-2020 гг., ввиду завершения согласованных, в рамках проектного документа (4), прогнозных показателей разработки.

В 2019 г. ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» составлен новый проектный документ на продолжение промышленной добычи **«Проект разработки месторождения Боркылдакты (по состоянию изученности на 01.03.2019 г.)»** (7), который был согласован ЦКРР при МЭ Республики Казахстан (протокол № 12/5 от «01» августа 2019 г.).

В рамках основного проектного документа на продолжение промышленной разработки месторождения, также как и в первом проектном документе, было рекомендовано выделение двух основных эксплуатационных объекта:

- **I-й объект** – продуктивные горизонты Т-I + Т-II + Т-III;



- **II-й объект** – продуктивные горизонты T-IVa + T-V + T-VI.

Рассмотрены три варианта разработки и по результатам технико-экономической их оценки рекомендован к реализации вариант разработки 3, согласно которого оба эксплуатационных объектов предлагалось вести с организацией системы поддержания пластового давления путем закачки воды в продуктивные пласты.

Необходимо отметить, что ввиду малого количества запасов нефти, многопластового строения месторождения и ограниченности продуктивных пластов по размерам, несмотря на выделение самостоятельных объектов, в скважинах БОР-1, БОР-3 и БОР-5 предусматривалась одновременная эксплуатация отдельных продуктивных горизонтов двух самостоятельных объектов эксплуатации. Так, в скважине БОР-1 проектировалась одновременная эксплуатация T-I (I об.) + T-IV (II об.) горизонтов, в скважине БОР-3 – одновременная эксплуатация горизонтов T-I + T-II + T-III (I об.) + T-V (II об.) горизонтов и в проектной наклонно-направленной добывающей скважине БОР-5, которую планировалось ввести в эксплуатацию в 2020 г., – горизонты T-II + T-III (I об.) с приобщением T-V (II об.) горизонта в 2023 г.

На I-й объект рекомендовалось продолжить эксплуатацию скважины БОР-2 в качестве нагнетательной, а на II-й объект (горизонты T-IV + T-V) – перевод добывающей скважины БОР-4 в нагнетательный фонд в августе 2019 г.

В проектном документе также в качестве опытно-промышленных испытаний рекомендовалось радиальное бурение в существующих скважинах и, в случае успешности, рекомендовалось отказаться от бурения проектной наклонно-направленной добывающей скважины БОР-5.

Рентабельный период разработки – с марта 2019 по декабрь 2026 гг.

Ввиду значительных отклонений фактических уровней добычи нефти и других показателей разработки, а также для уточнения проектных технологических показателей разработки на 2023-2025 гг., ТОО «Viridi Navitas» составлен отчет «**Анализ разработки месторождения Боркылдакты (по состоянию изученности на 01.07.2023 г.)**» (8), который рассмотрен ЦКРР при МЭ Республики Казахстан, но был отказан в согласовании (протокол № 45/3 от «23-24» ноября 2023 г.).

В рамках вышеназванного отчета рекомендовалось продолжить реализацию рекомендованных мероприятий по регулированию процесса разработки, принятых в рамках основного проектного документа на промышленную разработку месторождения (7), с переносом ввода из бурения проектной добывающей наклонно-направленной скважины БОР-5 на декабрь 2023 г.

Основание для разработки дополнения к действующему проектному



документу:

1. Отсутствие согласованного ЦКРР при МЭ Республики Казахстан проектного документа на продолжение промышленной разработки месторождения Боркылдакты и, следовательно, проектных технико-экономических показателей разработки начиная с 2027 г., ввиду завершения периода промышленной добычи «31» декабря 2026 г., согласно действующего и основного проектного документа (7).

2. ТОО «Сейсмические Геофизические Услуги» в 2025 г. составлен отчет **«Результаты сейсморазведочных работ 3Д, по переобработке и переинтерпретации сейсмических данных на участке Бек-Беке (участки Кызылжар Восточный и Боркылдакты), в пределах Контрактной территории» (9).**

В вышеназванной работе выполнена структурная интерпретация по 13-ти отражающим горизонтам (III, J-1, J-2, J-4, J-5, V, T₁, T₂, T₃, VI, П₁, П₂ и Dt) и ряд динамических преобразований волнового поля (фациальный анализ, сейсмический атрибут «Signal Envelop», сейсмическая инверсия и куб когерентности).

По результатам переобработки и переинтерпретации сейсмических работ установлено более сложное геологическое строение месторождения Боркылдакты, характеризующееся блоковым строением. Вместе с тем, в смежных (соседних) от разбуренной скважинами блоках (Северо-Западный и Восточный), которые располагаются за пределами Участка недр (Горного отвода), но в пределах Контрактной территории (Геологический отвод), предполагается наличие перспективных ловушек УВ, на которые, в рамках настоящего дополнения к основному проектному документу запроектировано бурение 4-х проектных оценочных скважин, из которых: 2 ед. – независимые, в 2027 г. и 2 ед. – зависимые от результатов бурения двух первых, в 2028 г.

В рамках настоящего дополнения к основному проектному документу на промышленную разработку месторождения Боркылдакты (7), предусмотрено продолжение реализации рекомендованных проектных решений.

Выделение эксплуатационных объектов не претерпело изменений и, как прежде, рекомендуется выделение двух основных объектов:

- **I-й объект** – продуктивные горизонты T-I + T-II + T-III;
- **II-й объект** – продуктивные горизонты T-IVa + T-V + T-VI.

Согласно п. 12 «Методические рекомендации...» (12), рассмотрены два варианта разработки и проведенные результаты их технико-экономической оценки позволили **рекомендовать для практического продолжения реализации на месторождении Боркылдакты вариант разработки 2**, который характеризуется наиболее выгодными технико-экономическими показателями разработки.



В рамках рекомендуемого варианта разработки предусмотрены геолого-технические мероприятия по регулированию процесса разработки, направленные на рациональное использование недр и достижение утвержденных коэффициентов извлечения нефти:

- ввод из бурения проектной наклонно-направленной добывающей скважины БОР-5;

- самостоятельная эксплуатация выделенных объектов разработки, путем разукрупнения объектов в скважинах (изоляция интервалов перфорации);

- переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие.

По **рекомендуемому 2-му варианту разработки** будет практически достигнута утвержденная нефтеотдача 20,0 % и рентабельные извлекаемые запасы нефти 83,4 тыс.т, а рентабельный период разработки составит (18 лет) – 2026-2043 гг.

Авторы настоящего проектного документа выражают глубокую благодарность руководству и главным специалистам ТОО «Jasyl Energy» за оказанную помощь при сборе исходной геолого-промысловой информации и консультации в процессе работы.



ВВЕДЕНИЕ

Настоящий проектный документ **«Дополнение к Проекту разработки месторождения Боркылдакты»** подготовлен на основании Договора оказания услуг № S-PE-137-26 от «18» марта 2026 г. между ТОО «Научно-производственный центр» (проектант) и ТОО «Jasyl Energy» (недропользователь), согласно Технического задания, Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI от «27» декабря 2017 г. (10), «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» (11) и «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (12).

Геологическим основанием для разработки настоящего Дополнения к проектному документу на продолжение промышленной добычи является составленный в 2012 г. отчет **«Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Боркылдакты Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.04.2012 г.)»** (3), который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 1222-12-У от «01» ноября 2012 г.).

Настоящее Дополнение к проекту разработки месторождения Боркылдакты выполнено по состоянию изученности на 01.04.2026 г.

Целью разработки настоящего Дополнения к проектному документу является обоснование рациональной системы разработки для проектирования и согласования в ЦКРР при МЭ Республики Казахстан профиля добычи нефти и других показателей разработки, с учетом продолжения реализации основных проектных решений действующего основного проектного документа (7) на промышленную добычу месторождении Боркылдакты, а также обоснование увеличения Участка недр (Горного отвода), в связи с предполагаемым наличием залежей УВ в триасовых отложениях, которые располагаются в смежных (соседних) блоках структуры Боркылдакты.



1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Боркылдакты расположено в центре Южно-Эмбинского нефтедобывающего района, охваченного интенсивными геологоразведочными работами в 1930-1940 гг., в результате их проведения была открыта большая группа месторождений, связанных с солянокупольными структурами.

В административном отношении месторождение Боркылдакты входит в состав Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан.

Площадь Боркылдакты располагается между месторождениями Комсомольское (открыто в 1935 г.), Алтыколь (открыто 1942 г.) и Камысколь Южный (открыто в 1957 г.).

Ближайшими населенными пунктами являются промысел Комсомольский, находящийся в 12 км к северо-востоку от площади работ (рисунок 1.1).

В орографическом отношении месторождение Боркылдакты расположено на приморской равнине, большая часть которой покрыта сорами. Весной, в период таяния снегов, соры заполняются водой. В конце лета соры подсыхают, но по-прежнему остаются непроходимыми для автотранспорта. Продвижение по ним возможно только с помощью трактора. Среди соров имеются острова суши, на которых растет трава, годная для содержания скота.

Гидрографическая сеть развита слабо. Естественных источников пресной воды на площади нет. Вдоль грунтовой дороги «Комсомольский-Алтыколь» проходит водопровод «Атырау-Косчагыл-Кульсары».

Климат района резко континентальный, с суровой (до «минус» 35 °С) зимой и жарким, сухим летом (до «плюс» 40 °С). В летнее и зимнее время года преобладают ветры юго-восточного направления. Осадки редки.

Растительный покров беден. В основном растет полынь, жусан, буйыргын. Животный мир разнообразен. Здесь водятся сайгаки, волки, лисы и зайцы. В большом количестве водятся грызуны: суслики, тушканчики, песчанки.

Месторождение располагается в центре Южно-Эмбинского нефтедобывающего района с широко развитой инфраструктурой. Имеющиеся производственные мощности и наличие в районе квалифицированных кадров нефтяников позволили произвести его быстрое изучение и ввод в эксплуатацию.





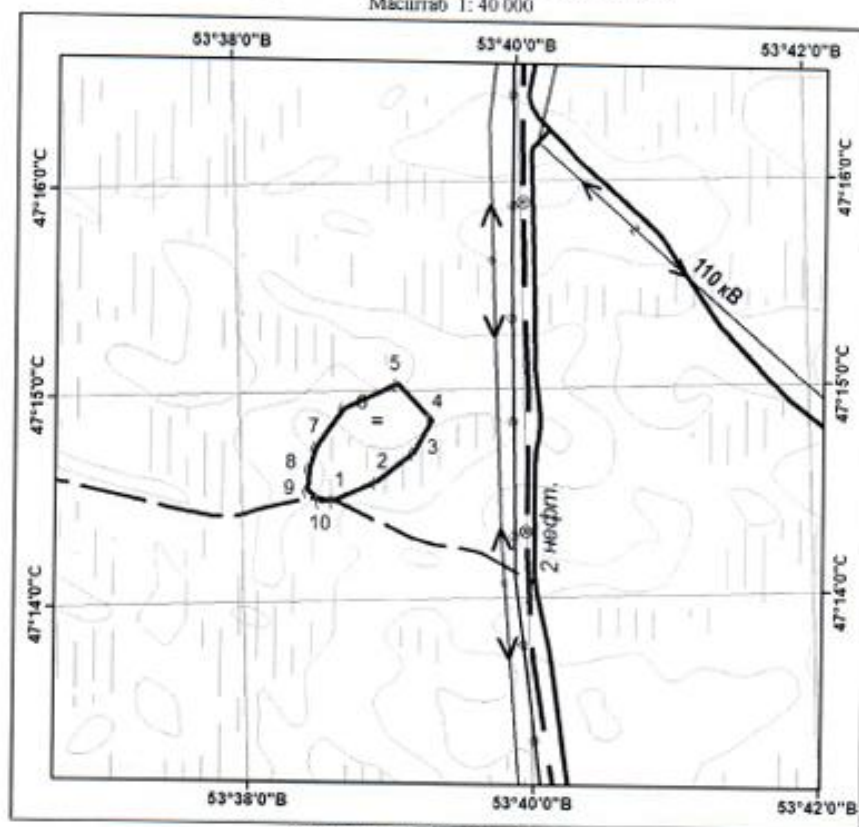
Рисунок 1.1-Обзорная карта района работ



Приложение № _____
 по Контракту № _____ от _____
 на право недропользования
 углеводороды
 (вид полезного ископаемого)
 добыча
 (вид недропользования)
 от __ июня 2024 г. Рег. № Р-УВ

**Картограмма расположения участка недр месторождения Боркылдакты
 в пределах блока XXVI-15-А (частично)**

Масштаб 1: 40 000



Условные обозначения:

- контур участка недр для добычи Боркылдакты
- грунтовые проселочные дороги
- полевые дороги
- реки
- горизонталь
- газопроводы подземные
- ЛЭП на деревянных и железобетонных опорах
- ЛЭП на металлических или железобетонных опорах
- линии связи
- сопки или проходные
- лески бурные

г. Астана, июнь 2024 г.

Рисунок 1.2-Выкопировка из картограммы расположения Участка недр (Горный отвод)



2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Характеристика геологического строения

Нефтяное месторождение Боркылдакты, расположено в Макатском районе Атырауской области.

Первый приток нефти был получен из триасовых отложений скважиной БОР-1 в 2010 году. **По состоянию на 01.04.2026 г.** на месторождении Боркылдакты пробурено 4 скважины, которые вскрыли отложения от четвертичных до нижней перми (кунгурский ярус) максимальной толщиной 1760 метров в скважине БОР 2.

Кунгурский ярус нижней перми литологически представлен бесцветной крупнокристаллической каменной солью.

Триасовые отложения залегают несогласно на породах нижней перми. Возраст триасовых пород отнесен к нерасчлененному средне-верхнему триасу. Разрез представлен известковистыми глинами, аргиллитами и алевролитами, с прослоями песчаников. Глины и аргиллиты красноцветные, песчаные породы сероцветные. Толщина триасовых отложений достигает 393 м в скважине БОР-2. С кровлей триаса стратифицируется V отражающий горизонт. В триасовых отложениях прослежены продуктивные горизонты Т-I - Т-VI.

Юрские отложения представлены тремя отделами.

В основании *нижнеюрского разреза* залегает базальная песчаная толща, Литологически нижняя юра сложена слабо уплотненными песками, песчаниками и алевролитами, содержащими в своем разрезе малотолщинные прослой глины.

Среднеюрские отложения представлены чередующимися между собой пластами песков и глин с прослоями песчаников, алевролитов.

Отложения *верхней юры* сложены преимущественно известняками с прослоями доломитов и мергелей. Толщина юрских отложений достигает 485 м.

Отложения *меловой системы* с размывом залегают на юрских отложениях, и представлены двумя отделами: нижним и верхним.

Нижнемеловые отложения сложены глинами, песками, песчаниками, алевролитами, редко мергелями. В разрезе выделены породы *готеривского, барремского, аптского и альб-сеноманского возраста.*

Верхнемеловой разрез представлен отложениями *сеномана объединенными с альбским ярусом, нерасчлененным сенон-туронским надъярусом и датским ярусом.*

Породы сложены мелом белым, псичим, рыхлым, с прослоями беловато-серых глин. Толщина меловых отложений изменяется от 803 до 851 м.



Палеогеновые отложения литологически представлены в нижней части разреза мергелями светло-серыми, крепкими. Вверх по разрезу мергели постепенно переходят в глины серовато-зеленые, песчанистые, плотные, слюдистые, карбонатные. Толщина отложений достигает 45 м в скважине БОР-1.

Четвертичные отложения на отдельных участках территории представлены супесями и суглинками (3-5 м), а в ссорах - вязкими засоленными глинами толщиной до 2 м.

В тектоническом отношении надсолевое месторождение **Боркылдакты** находится на юге Прикаспийской впадины, в области интенсивного развития солянокупольной тектоники.

Геологическое строение надсолевых (юрско – триасовых), соленосных (пермских) и подсолевых – подошва нижней перми, возможно, пермокарбон, а также поверхность девонско - раннетурнейских (нижнекаменноугольных) отложений было уточнено в 2025 году по результатам структурно – динамической интерпретации сейсморазведочных данных 3Д МОГТ на площади Бек – Беке куда входит и участок месторождения **Боркылдакты** (9).

По **V отражающему горизонту**, стратифицируемого с подошвой юрских отложений, в районе Боркылдакты выделяется приразломная антиклинальная складка, экранированная с запада тектоническим нарушением **F₇** субмеридионального направления (Рис. 2.1.1).

К востоку от этого нарушения локализуется двухсводовая структура северо – западная часть которой названа **Северо – Западный свод**. От него, в юго-восточном направлении, через небольшой прогиб, переходит в поднятие субширотного простирания названное **Основной свод**.

Поднятие Боркылдакты осложнено, разнонаправленными тектоническими нарушениями, которые ограничивают и экранируют границы поднятий, а также распространение выявленных залежей на Основном своде (**F₁**, **F₂**, **F₅**) и прогнозируемых залежей нефти и газа на Северо – Западном и Основном сводах (рис. 2.1.1).

Северо - Западный свод представляет приразломную структуру, экранированную и ограниченную тектоническими нарушениями субмеридионального направления (**F₇**, **f₂**), а также ограниченная с востока оперяющим от **F₁** нарушением северо – западного направления (**F₆**).

С юга и юго - запада **Основной свод** поднятия Боркылдакты оконтуривается изогипсой -1375 м. Размеры поднятия равны 1,4 x 1,0 км. Амплитуда поднятия составляет 20 м.



В связи с наличием в триасовых отложениях залежей нефти, на площади Боркылдакты сейсморазведчиками были построены детальные структурные карты по отражающим условным горизонтам стратифицируемых в верхней (ОГ_Т-1), средней (ОГ_Т-2) и нижней (ОГ_Т-3) частях триасового разреза соответственно.

По условному горизонту **ОГ_Т-1** (рис.2.1.2, граф.прил.2.) **Основной свод** поднятия Боркылдакты представляет собой антиклинальную структуру изометричной формы, ограниченную с запада, севера и востока тектоническими нарушениями, в западной части которого выявлено месторождение нефти.

В триасовых отложениях выявленные залежи нефти оценены по категории С₁. По результатам переинтерпретации сейсморазведочных данных 3Д МОГТ, на структурной карте по **ОГ_Т-1**, в восточном направлении прогнозируются близкие структурные условия с выявленными, на Основном своде, залежами нефти (рис.2.1.2).

На **Северо-Западном своде** экранированного с востока и запада тектоническими нарушениями **F₆, F₇**, а с севера и юга изогипсой **-1400м** уверенно выделяется поднятие субмеридионального простирания.

Поднятие осложнено тектоническим нарушением **f₂** также субмеридионального направления, которое разделяет его на два полусвода **Восточное и Западное**. Размеры **Восточного** полусвода в пределах изогипсы **-1395 м** ограниченного с востока нарушением **F₆**, а с запада нарушением **f₂** составляют **1,0 х 2,4 км**. Амплитуда поднятия **30 м**.

Западный полусвод, размерами **0,5 х 0,7км**, ограничен с востока и запада соответственно нарушениями **f₂ и F₇**. Амплитуда поднятия в пределах изогипсы **-1395 м** составляет **20 м**.

В нижней части триасового разреза, по условному горизонту **ОГ_Т-3**, плотность тектонических нарушений на площади Боркылдакты возрастает. Трассируются разнонаправленные нарушения, которые ограничивают и экранируют восемь блоков: **I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII**. (Рис.2.1.3, граф.прил.4).

На **Основном своде** Боркылдакты тектонические нарушения **F₁, F₂, F₃, F₄, F₅ и f₁** образовали блоки **I, II, III, IV, V**.

На **Северо-Западном своде** Боркылдакты блоки **VI, VII, VIII** ограничены, экранированы и осложнены тектоническими нарушениями **F₁, F₆, F₇, f₂, f₃**.

На **Основном своде** в блоке **I**, пробуренными скважинами (БОР-1, БОР-3, БОР-4) в триасовом разрезе установлены залежи нефти. Размеры блока **I** в пределах изогипсы **-1550 м**, ограниченные и экранированные тектоническими нарушениями **F₁, F₂, F₄, F₅** составляют **0,8 х 1,5 км**, амплитуда **25 м**.



Блок II. К северу от блока **I** выделяется тектонически экранированное (**F₄**) и ограниченное (**F₁, F₂, F₃**) поднятие размером 0,4 x 0,9 км по изогипсе -1550 м и амплитудой 35 м. В южной части **блока II** триасовые отложения прогнозируются на глубинах близких к глубинам выявленных залежей нефти блока **I** поднятия Боркылдакты.

В **блоке III** выделяется тектонически экранированное (**F₂**) и ограниченное (**F₃**) поднятие размером 1,5 x 3,0 км по изогипсе -1550 м и амплитудой 75 м. Прогнозируемая нефтегазонасыщенность триасовых отложений этого блока обусловлена наличием амплитудной сейсмической аномалии, которая аналогична аномалиям, выделенным по результатам динамической обработки на структуре в пределах контура месторождения. В связи с этим выделенный тектонически экранированный блок характеризуется большими перспективами нефтегазоносности триасовых отложений что позволит обеспечить расширение месторождения нефти в этом блоке (рис.2.1.3).

Северо-западный свод, отделен от **Основного свода** тектоническим нарушением **F₁** и ограничен с северо – востока и запада нарушениями **F₆, F₇**.

Геологическое строение **Северо-Западного свода** по **ОГ_Т-3** аналогично по перекрывающим отложениям вплоть до горизонта **ОГ_Т-1** (граф.прил.2, 3, 4). Здесь представлено брахиантиклинальное поднятие субмеридионального простирания осложненное в субмеридиональном направлении нарушением **f₂**, которое разделяет поднятие на два блока Восточное (VI) и Западное (VII) с размерами и амплитудой поднятий близкими к таковым по **ОГ_Т-1**. В северной части Восточного полусвода проведено оперяющее к **f₂** нарушение **f₃**.



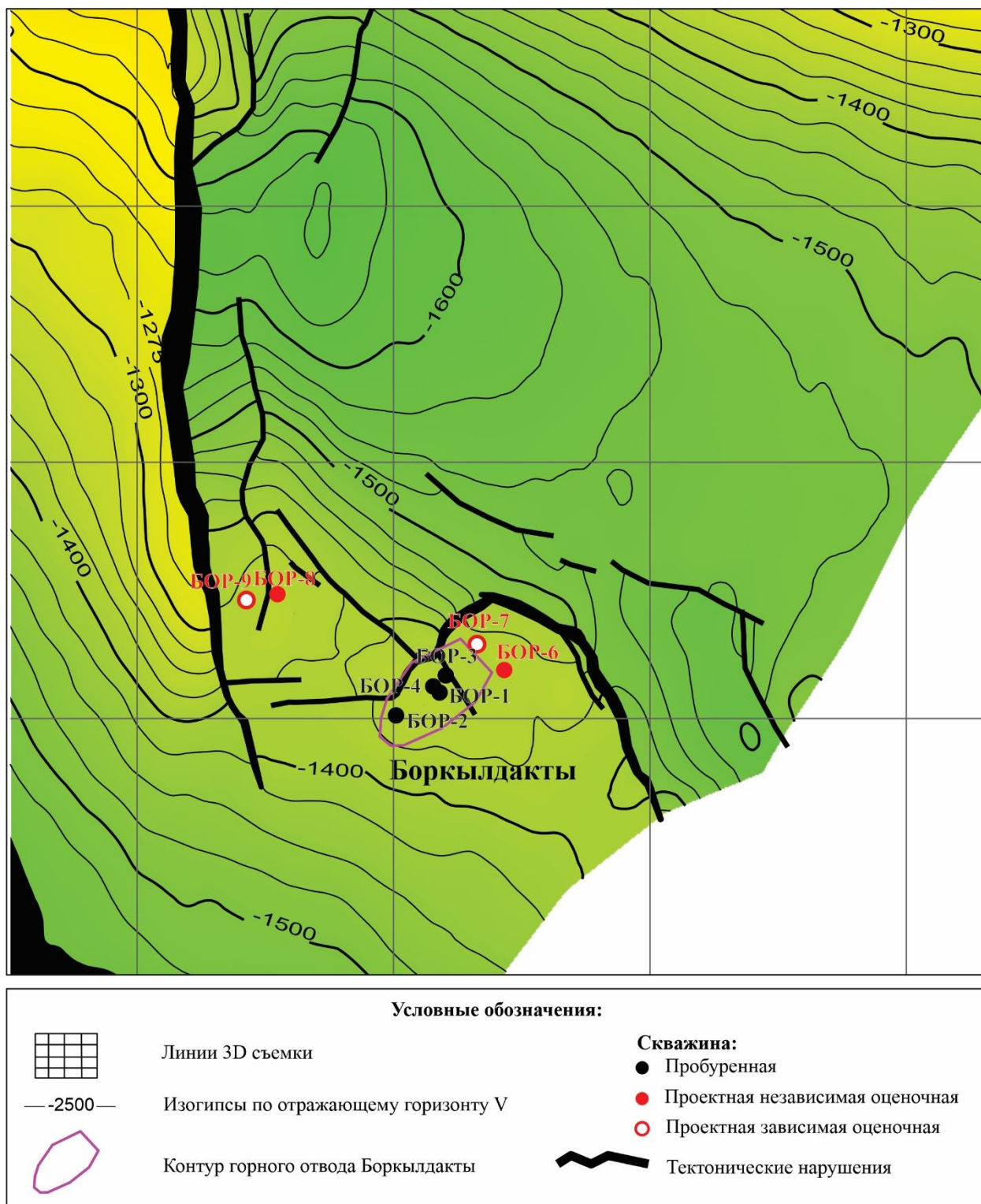


Рисунок 2.1. 1-Структурная карта по условному горизонту ОГ_V



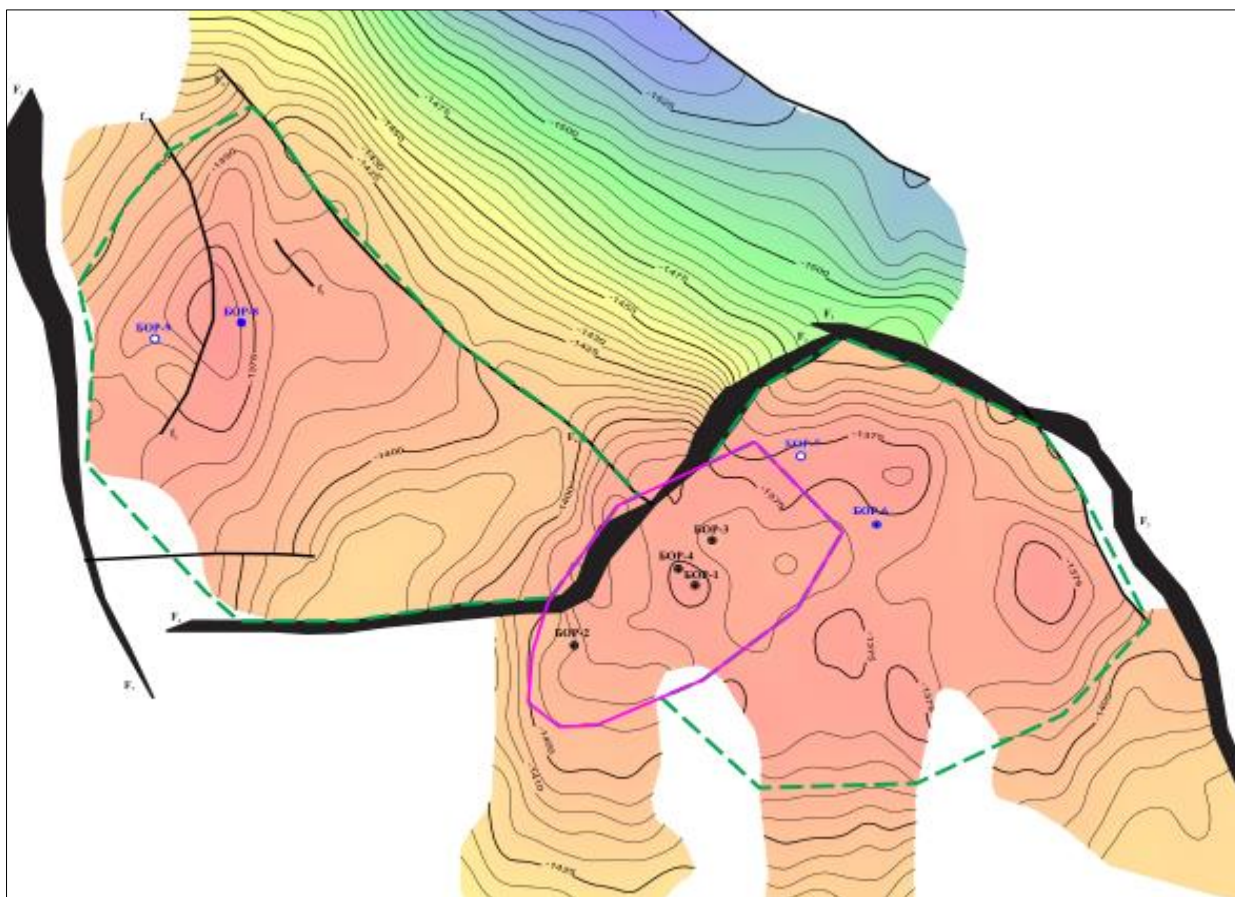


Рисунок 2.1. 2-Структурная карта по условному горизонту ОГ_T-1

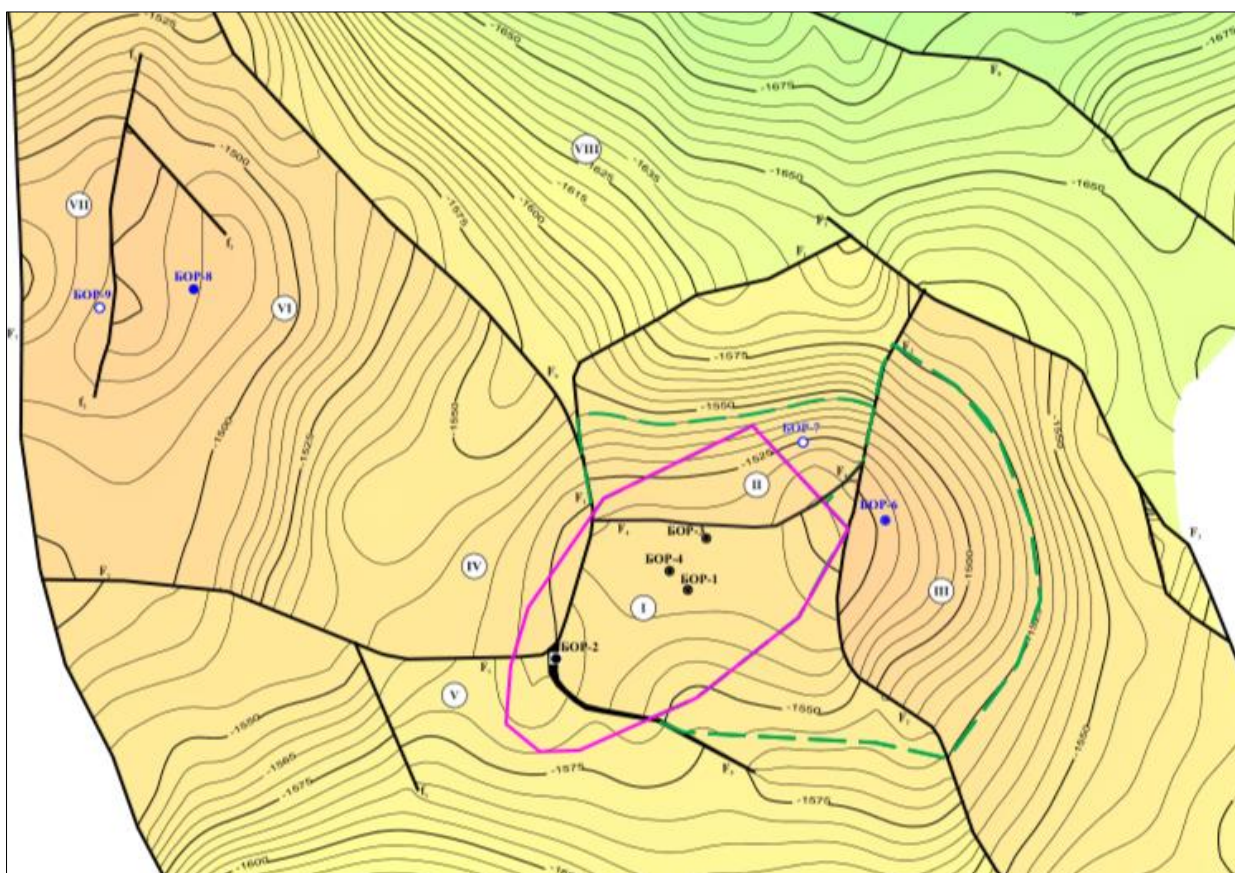


Рисунок 2.1. 3-Структурная карта по условному горизонту ОГ_T-3



Нефтеносность месторождения Боркылдакты подтверждена результатами поисково-разведочного бурения, интерпретацией данных ГИС и материалами опробования скважин.

В триасовом разрезе месторождения выделено шесть продуктивных горизонтов: Т-I, Т-II, Т-III, Т-IV-A, Т-V, Т-VI, с которыми связаны одноименные залежи. Продуктивный разрез представлен терригенными отложениями, тип коллектора поровый.

Все залежи по типу природного резервуара являются пластовыми сводовыми, тектонически-экранированными.

В 2018 году в рамках выполненного Анализа разработки (6) с учетом скважины БОР-4, пробуренной после утверждения Технологической схемы разработки в 2013 г., уточнено геологическое строение залежей и положение ВНК.

Ниже приводится краткое описание строения залежей, их характеристика и обоснование ВНК.

В таблицах 2.1.1 и 2.1.2 представлена краткая характеристика залежей и обоснование принятых ВНК соответственно.

Геологическое строение залежей показано на структурных картах по кровле коллектора, картах нефтенасыщенных толщин и профильных разрезах (граф. прил. 1, 5-10).

Таблица 2.1. 1–Характеристика продуктивных горизонтов по блокам

№ п/п	Горизонт, залежь	Блок	Кровля горизонта, м	Тип коллектора	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Размеры залежи, км	Высота залежи, м	Абс. отметка ВНК, м	Средняя эффект. толщина, м	Тип залежи
1	Т-I	I	-1370,5	поровый	136,0	0,62*0,26	4,3	-1374,8	16,4	пластов. сводовая тектонически-экранированная
		II	-1382,6		51,0	0,19*0,38	5,1	-1387,7	8,9	
2	Т-II	I	-1399,4		240,0	0,69*0,48	15,6	-1413,4 -1415,0	16,1	
		II	-1408,2		23,0	0,13*0,24	4,4	-1412,6	14,1	
3	Т-III	I	-1430,4		83,0	0,37*0,30	3,2	-1433,6	11,3	
		II	-1430,2		37,0	0,20*0,30	7,1	-1437,3	7,2	
4	Т-IV-A	I	-1445,7		84,0	0,35*0,33	5,3	-1451,0	12,5	
5	Т-V	I	-1528,4	поровый	177,0	0,50*0,42	21,3	-1549,7	10,2	
		Г	-1534		138,0	0,48*0,30	20,4	-1554,4	18,6	
6	Т-VI	I	-1561,7		33,0	0,26*0,16	3,5	-1565,2	23,7	

Залежь Т-I установлена в блоках I и II.

В блоке I залежь установлена опробованием скважины БОР-1, где был получен приток нефти до подошвы продуктивного пласта на отметке -1374,8 м. В скважине БОР-4, пробуренной в непосредственной близости от скважины БОР-1, пласт продуктивен до отметки -1373,8 м, водонасыщенный пласт фиксируется с отметки -1376,9 м. В скважине



БОР-2 водонасыщенный пласт отмечается с отметки -1374,8 м.

ВНК принят на отметке -1374,8 м по подошве опробованного пласта в скважине БОР-1 и кровле водонасыщенного пласта в скважине БОР-2 (табл. 2.1.2, граф. прил. 5).

В блоке II залежь выделена по ГИС в скважине БОР-3, где пласт продуктивен до отметки -1387,7 м, а с отметки -1393,6 м пласт характеризуется водонасыщенным.

ВНК принят на отметке -1387,7 м (граф. прил. 5).

Разница в уровнях ВНК в I и II блоках составляет 12,9 м, что подтверждается наличием разлома f_3 .

Залежь Т-II в I блоке установлена опробованием, в блоке II - по ГИС.

В блоке I продуктивность доказана опробованием скважины БОР-1, где был получен приток нефти до отметки -1412,8 м, по ГИС пласт продуктивен до отметки -1415,0 м. В скважине БОР-4 подошва продуктивного пласта отмечается на отметке -1411,6 м, а с отметки -1413,4 м пласт водонасыщен, в скважине БОР-2 пласт водоносен с отметки -1415,0 м (табл. 2.1.2).

ВНК принят в пределах отметок -1413,4 -1415,0 м по кровле водоносного пласта в скважине БОР-4 и подошве продуктивного пласта в скважине БОР-1 (граф. прил. 6).

Во II блоке в скважине БОР-3 подошва нефтенасыщенного пласта фиксируется на отметке -1412,6 м, с отметки -1414,2 м пласт водонасыщен. Продуктивность залежи опробованием не подтверждена. ВНК принят на отметке -1412,6 м.

Таблица 2.1. 2-Абсолютные отметки межфлюидных контактов по залежам

Залежь	Блок	Скв.	По данным опробования		По данным ГИС		Принятый уровень ВНК, м
			нижняя отметка нефти, м	верхняя отметка воды, м	нижняя отметка нефти, м	верхняя отметка воды, м	
Т-I	I	БОР-1	-1374,8	-	-1374,8	-1378,2	-1374,8
		БОР-4	-	-	-1373,8	-1376,9	
		БОР-2	-	-	-	-1374,8	
	II	БОР-3	-	-	-1387,7	-1393,6	-1387,7
Т-II	I	БОР-1	-1412,8	-	-1415,0	-1416,5	-1413,4 -1415,0
		БОР-4	-	-	-1411,6	-1413,4	
		БОР-2	-	-	-	-1415,0	
	II	БОР-3	-	-	-1412,6	-1414,2	-1412,6
Т-III	I	БОР-1	-1430,4-1436,4*	-	-1432,2	-1433,3	-1433,6
		БОР-4	-1426,2-1432,1*	-	-1433,6	-1433,6	
		БОР-2	-	-	-	-1437,1	
	II	БОР-3	-	-	-1437,3	-1440,2	-1437,3
Т-IVA	I	БОР-1	-1449,9	-	-1449,9	-1453,9	-1451,0
		БОР-4	-	-	-1451,0	-1452,2	
		БОР-2	-	-	-	-1461,7	
Т-V	I	БОР-1	-1543,6	-	-1549,5	-1549,5	-1549,7
		БОР-3	-1540,0	-	-1549,9	-1549,9	
	Г	БОР-4	-1534,6	-	-1554,4	1556,0	-1554,4
		БОР-2	-	-	-	-1556,3	
Т-VI	I	БОР-3	-1564,8	-	-1565,2	-1566,0	-1565,2
		БОР-1	-	-	-	-1577,8	
		БОР-4	-	-	-	1567,9	

* - при опробовании получен приток нефти с водой



Залежь Т-III установлена в I и II блоках.

В I блоке в скважине БОР-1 при опробовании интервалов 1417,2-1419,2, 1420-1423,2 м (-1430,6-1432,6, -1433,4-1436,6) был получен приток нефти с водой дебитами 9,9 м³/сут нефти и 27,0 м³/сут воды. По результатам ГИС пласт продуктивен до отметки -1432,2 м, а с отметки -1433,3 м водонасыщен. (табл. 2.1.2).

В скважине БОР-4 при опробовании был получен промышленный приток нефти до отметки -1432,1 м, по данным ГИС установлен прямой контакт нефть-вода на отметке -1433,6 м. Исходя из вышеописанного ВНК принят на отметке -1433,6 м по подошве продуктивного пласта в скважине БОР-4. В скважине БОР-2 водонасыщенные пласты отмечаются с отметки -1437,1 м.

Во II блоке в скважине БОР-3 пласты продуктивны до отметки -1437,3 м, с отметки -1440,2 м пласты водонасыщенны. ВНК принят по подошве продуктивного пласта на отметке -1437,3 м (граф. прил. 7).

По состоянию на 01.04.2026 г. накопленная добыча нефти по I объекту разработки составила 19,269 тыс. т.

Залежь Т-IV-A установлена опробованием скважины БОР-1 в блоке I, приток нефти дебитом 13,2 м³/сут получен до подошвы нефтенасыщенного пласта на отметке -1449,9 м, водонасыщенный пласт фиксируется с отметки -1453,9 м.

В скважине БОР-4 по данным ГИС пласт нефтенасыщен до отметки -1451,0 м, которая принята за водонефтяной раздел (граф. прил. 8). В скважине БОР-2 пласт водонасыщен с отметки -1461,7 м.

Во II блоке в скважине БОР-3 пласты водонасыщенны.

Залежь Т-V установлена опробованием скважины БОР-1, в которой получена нефть до отметки -1543,6 м. По результатам ГИС в этой скважине на отметке -1549,5 м фиксируется водонефтяной раздел. В скважине БОР-3 пласт опробован до отметки -1540,0 м, по результатам ГИС прямой контакт нефть-вода отмечается на отметке -1549,9 м.

В скважине БОР-4, пробуренной в сводовой части залежи после утверждения Подсчета запасов и составления Технологической схемы разработки, при опробовании получен приток нефти до отметки -1534,6 м, по результатам интерпретации материалов ГИС подошва нефтенасыщенного пласта выделяется на отметке -1554,4 м. В скважине БОР-2 водонасыщенные пласты отмечаются с отметки -1556,3 м.

Разница при принятии положения ВНК между скважинами БОР-1, БОР-3 и БОР-4 послужила основанием для проведения сброса f_4 , разделяющего ранее единую нефтяную залежь на 2 блока (I и I'), которые имеют самостоятельные водонефтяные контакты.

В блоке I водонефтяной раздел соответствует среднему значению раздела нефть-



вода в скважинах БОР-1 и БОР-3 на отметке -1549,7 м, как было принято в Подсчете запасов нефти (3) и Технологической схеме разработки (4). В блоке I' ВНК принят на отметке -1554,4 м по подошве продуктивного пласта в скважине БОР-4 (граф. прил. 9).

Залежь Т-VI установлена опробованием скважины БОР-3, где получен приток нефти до отметки -1564,8 м, по данным ГИС пласт продуктивен до отметки -1565,2 м, которая принята за ВНК. В скважинах БОР-1, БОР-2 и БОР-4 по результатам ГИС пласты водоносные с отметок -1577,8, -1598,3 и -1567,9 м соответственно (граф. прил. 10).

По состоянию на 01.04.2026 г. II объект разработки эксплуатируется скважиной БОР-3. Накопленная добыча нефти составила 27,5 тыс.т.

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

Коллекторы продуктивных горизонтов сложены преимущественно песчано-алевритовыми породами.

При детальной пластовой корреляции разрезов пробуренных скважин отмечается достаточно хорошее выделение горизонтов по разрезу скважин и уверенная корреляция пластов-коллекторов и горизонтов по площади месторождения. Литологически разделы между горизонтами сложены глинистыми пластами различной толщины.

В таблице 2.2.1 приведена характеристика толщин пластов-коллекторов, их средние значения и пределы изменения для каждой залежи и объектов. Распределение нефтенасыщенных толщин по площади каждой залежи показано на картах эффективных нефтенасыщенных толщин (граф.прил. 5-10).

Общая толщина по залежи подсчитана как разница между подошвой и кровлей горизонта. Эффективная толщина определена как сумма эффективных толщин всех выделенных коллекторов.

Как видно из таблицы 2.2.1, средние значения общей толщины пластов-коллекторов по залежам варьируют от 15,0 (Т-III) до 38,8 м (Т-VI), эффективные толщины от 10,3 (Т-III) до 28,2 м (Т-VI). Средние значения нефтенасыщенных толщин колеблются от 3,2 (Т-I) до 13,0 м (Т-V). По I объекту суммарная нефтенасыщенная толщина составила 13,8 м, по II объекту - 17,1 м.



Таблица 2.2. 1-Характеристика толщин пластов-коллекторов по залежам и объектам

Горизонт	Толщина	Наименование	По залежи в целом
1	2	3	4
Т-I	Общая	Средняя, м	24,8
		Козф. вариации, д. ед.	0,198
		Интервал изменения, м	20,0-29,0
	Эффективная	Средняя, м	15,9
		Козф. вариации, д. ед.	0,285
		Интервал изменения, м	8,9-21,7
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	3,2
		Козф. вариации, д. ед.	0,128
		Интервал изменения, м	1,3-4,7
Т-II	Общая	Средняя, м	20,6
		Козф. вариации, д. ед.	0,321
		Интервал изменения, м	15,0-29,0
	Эффективная	Средняя, м	15,6
		Козф. вариации, д. ед.	0,246
		Интервал изменения, м	12,6-21,1
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	6,3
		Козф. вариации, д. ед.	0,310
		Интервал изменения, м	3,4-11,3
Т-III	Общая	Средняя, м	15,0
		Козф. вариации, д. ед.	0,203
		Интервал изменения, м	13,0-20,0
	Эффективная	Средняя, м	10,3
		Козф. вариации, д. ед.	0,234
		Интервал изменения, м	7,2-13,5
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	4,3
		Козф. вариации, д. ед.	0,222
		Интервал изменения, м	1,8-6,9
I объект	Общая	Средняя, м	69,0
		Козф. вариации, д. ед.	0,358
		Интервал изменения, м	66,0-73,0
	Эффективная	Средняя, м	39,0
		Козф. вариации, д. ед.	0,243
		Интервал изменения, м	30,2-44,8
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	13,8
		Козф. вариации, д. ед.	0,286
		Интервал изменения, м	11,6-16,8
T-IVa	Общая	Средняя, м	17,3
		Козф. вариации, д. ед.	0,213
		Интервал изменения, м	13,0-21,0
	Эффективная	Средняя, м	10,8
		Козф. вариации, д. ед.	0,195
		Интервал изменения, м	5,7-15,0
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	4,4
		Козф. вариации, д. ед.	0,002
		Интервал изменения, м	4,2-4,6



Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4
Т-V	Общая	Средняя, м	37,1
		Коэф. вариации, д. ед.	0
		Интервал изменения, м	30,5-40,0
	Эффективная	Средняя, м	25,2
		Коэф. вариации, д. ед.	0,018
		Интервал изменения, м	19,4-27,9
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	13,0
		Коэф. вариации, д. ед.	0,097
		Интервал изменения, м	9,3-18,6
Т-VI	Общая	Средняя, м	38,8
		Коэф. вариации, д. ед.	0,092
		Интервал изменения, м	34,0-42,0
	Эффективная	Средняя, м	28,2
		Коэф. вариации, д. ед.	0,183
		Интервал изменения, м	23,7-33,5
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	3,5
		Коэф. вариации, д. ед.	0
		Интервал изменения, м	3,5
II объект	Общая	Средняя, м	162,0
		Коэф. вариации, д. ед.	0,230
		Интервал изменения, м	153,0-167,0
	Эффективная	Средняя, м	61,3
		Коэф. вариации, д. ед.	0,021
		Интервал изменения, м	48,8-67,8
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	17,1
		Коэф. вариации, д. ед.	0,061
		Интервал изменения, м	13,5-23,2

В таблице 2.2.2 приведены показатели характеристики неоднородности коллекторов по каждой залежи и объектам в пределах контура нефтеносности.

Как видно из таблицы максимальное развитие порового коллектора отмечено по залежи Т-II при изменении коэффициента песчаности от 0,728 до 0,840. В залежи Т-VI в пределах контура пробурена одна скважина (БОР-3), по ней приведено единичное значение. В целом по I объекту среднее значение коэффициента песчаности равно 0,564, по II объекту - 0,377.

Коэффициент расчлененности по залежам колеблется от 3 до 7, по объекту - от 10,6 до 11.

Таблица 2.2. 2–Статистические показатели характеристики неоднородности коллекторов

Залежь, объект	Кол-во скв., использ. для определ.	Коэфф. песчаности, д.ед.			Коэфф. расчлененности, д.ед.			Коэфф., распр., д.ед.
		среднее значение	коэфф. вариации	интервал изм-ния	среднее значен.	коэфф. вариации	интервал изм-ния	
Т-I	3	0,581	0,034	0,445-0,687	5,0	0,238	3-7	1
Т-II	3	0,799	0,007	0,728-0,840	3,0	0,167	2-5	1
Т-III	3	0,692	0,037	0,514-0,892	3,0	0,200	2-4	1
I объект	3	0,564	0,022	0,46-0,67	11,0	0,050	1-7	1
Т-IVa	2	0,642	0,036	0,553-0,750	5,0	0,432	3-7	1
Т-V	3	0,668	0,018	0,636-0,710	5,0	0,020	4-6	1
Т-VI	1	0,608	0	0,608	7,0	0	7	1
II объект	3	0,377	0,006	0,32-0,41	10,6	0,023	9-12	1



2.2.1. Характеристика коллекторских свойств продуктивных пластов по ГИС и керну

Характеристика коллекторских свойств горизонтов Т-I, Т-II, Т-III, Т-IV-A, Т-V, Т-VI составлена по материалам изучения керна 2-х скважин и результатам интерпретации материалов ГИС четырёх скважин.

На дату отчёта литолого-петрофизическая характеристика продуктивных горизонтов выполнена на 34,5 м керна ((95,8 % от проходки колонковым долотом), отобранного в скважинах БОР-1 и БОР-2. Изучено 58 образцов, из них 36 представительных: на скважину БОР-2 (горизонт Т-II) приходится 30 образцов, представительных 19, из скважины БОР-3 (горизонт Т-V) 17 28 образцов, 17 представительных

На образцах керна выполнены следующие виды исследований: определение естественной гамма-активности пород, детальное литологическое описание керна, рентгенофазовый минералогический анализ, определение пористости по гелию, зерновой плотности, газопроницаемости по азоту, карбонатности, гранулометрического состава, остаточной водонасыщенности методом капиллярметрии.

Во всех скважинах выполнен комплекс ГИС: стандартный каротаж КС (кровельный–N0.5M2A и подошвенный A2M0.5N градиент зонды), ПС, каверномер - KB, индукционный ИК, боковой капротаж, гамма-гамма плотностной каротаж (ГГКП), нейтрон-нейтронный каротаж (ННК), акустический каротаж (АК), температурные замеры – T⁰C, резистивиметрия (Рез), инклинометрия.

По результатам интерпретации комплекса методов выделены коллекторы, определена их пористость и насыщенность в соответствии с методикой и критериями принятыми в работе (9).

Коллекторы триасовых продуктивных горизонтов терригенные, основные литотипы - песчаники мелкозернистые, в разной степени глинистые. Емкостное пространства представлено порами. К коллекторам отнесены породы со следующими граничными значениями емкостно-фильтрационных свойств: пористость ≥ 15 %, проницаемость $\geq 1 \cdot 10^{-3}$ мкм², глинистость ≤ 43 % и нефтенасыщенность ≥ 50 %. Вмещающие породы - глины в разной степени алевроитистые.

Определение глинистости выполнялось по ГК с использованием зависимости В.В. Ларионова для древних пород (17).

Пористость пластов-коллекторов определялась по комплексу методов АК-ННК-ГГК с учётом глинистости (18, 19).



Определение коэффициента нефтенасыщенности (Кнг) выполнено по методу сопротивления по петрофизическим связям Арчи-Дахнова, определённым на керне месторождения Котыртас.

Сопротивление пластов определялось по методам БК и ИК. Удельное электрическое сопротивление пластовой воды равно 0,028 Омм, определено по палеткам (20).

Ниже приведена характеристика пород коллекторов по горизонтам на базе исследования керна и материалов ГИС.

Горизонт Т-I. Керном не охарактеризован. По результатам интерпретации ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,19 до 0,24 д.ед., в среднем составляет 0,22 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности изменяется от 0,51 до 0,65 д.ед., среднее значение 0,60 д.ед.

Горизонт Т-II. Пористость по 20 образцам керна из скважины БОР-2 изменяется от 0,150 до 0,312 д.ед. среднее значение равно 0,249 д.ед, проницаемость по 19 представительным образцам изменяется от 1 до 0,312 мкм², среднее значение 0,070 мкм².

По данным ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,21 до 0,25 д.ед., в среднем составляет 0,23 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности изменяется от 0,54 до 0,62 д.ед., в среднем 0,56 д.ед.

По гидродинамическим исследованиям, проведенным в скважине БОР-1, проницаемость составляет 0,025 мкм².

Горизонт Т-III. По данным ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,22 до 0,27 д.ед., в среднем составляет 0,24 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности от 0,53 до 0,59 д.ед., в среднем составляет 0,57 д.ед.

По гидродинамическим исследованиям, проведенным в скважине БОР-1 проницаемость составляет 0,033 мкм².

Горизонт Т-IV-A. По данным ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,19 до 0,23 д.ед., в среднем составляет 0,21 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – от 0,50 до 0,59 д.ед., в среднем 0,53 д.ед. против 0,54 д.ед.

По гидродинамическим исследованиям, проведенным в скважине БОР-1 проницаемость составляет 0,012 мкм².

Горизонт Т-V. По данным ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,17 до 0,25 д.ед. в среднем составляет 0,21 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности от 0,56 до 0,79 д.ед., в среднем составляет 0,68 д.ед.

ФЕС коллекторов горизонта изучены по керну, отобранному в скважине БОР-3, где пористость изменяется от 0,153 до 0,325 д.ед., в среднем составляет 0,227 д.ед.,



проницаемость от 0,001 до 0,715 мкм², в среднем 0,193 мкм².

По гидродинамическим исследованиям, проведенным в скважине БОР-1 проницаемость составляет 0,055 мкм².

Горизонт Т-VI. По данным ГИС коэффициент пористости и нефтенасыщенности составляют 0,23 д.ед. и 0,67 д.ед. соответственно.

По гидродинамическим исследованиям, проведенным в скважине БОР-3 проницаемость составляет 0,154 мкм².

Статистическая характеристика фильтрационно-емкостных свойств нефтенасыщенных коллекторов по горизонтам, определенная по результатам исследований керна, материалам ГИС и гидродинамическим исследованиям, представлена в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2. 3-Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности по горизонтам

Метод определения	Наименование	Проница- емость, мкм ²	Порис- тость, д.ед.	Нефтенасы- щенность, д.ед.
1	2	3	4	5
Т-I горизонт				
Лабораторные исследования керна	Исследования не проводились			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	3	3
	Количество определений, шт	-	5	5
	Среднее значение	-	0.21	0.59
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0.13	0.11
	Интервал изменения	-	0.17-0.25	0.51-0.65
Гидродинамические исследования скважин	Исследования не проводились			
Т-II горизонт				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	
	Количество определений, шт	19	19	
	Среднее значение	0.070	0.22	
	Коэффициент вариации, д.ед.	1.02	0.20	
	Интервал изменения	0.001-0.312	0.15-0.312	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	3	3
	Количество определений, шт	-	5	5
	Среднее значение	-	0.23	0.57
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0.128	0.1
	Интервал изменения	-	0.21-0.25	0.54-0.62
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1		
	Количество определений, шт	1		
	Среднее значение	0.025		
Т-III горизонт				
Лабораторные исследования керна	Исследования не проводились			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	3	3
	Количество определений, шт	-	4	4
	Среднее значение	-	0.23	0.60
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0.13	0.12
	Интервал изменения	-	0.19-0.27	0.53-0.67
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1		
	Количество определений, шт	1		
	Среднее значение	0.033		



Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5
T-IV-A горизонт				
Лабораторные исследования керна	Исследования не проводились			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	2	2
	Количество определений, шт	-	5	5
	Среднее значение	-	0.21	0.53
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0.135	0.132
	Интервал изменения	-	0.16-0.27	0.44-0.61
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1		
	Количество определений, шт	1		
	Среднее значение	0.012		
T-V горизонт				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	
	Количество определений, шт	17	17	
	Среднее значение	0.193	0.227	
	Коэффициент вариации, д.ед.	1.1	0.2	
	Интервал изменения	0.001-0.715	0.153-0,325	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	3	3
	Количество определений, шт	-	11	11
	Среднее значение	-	0.2	0.62
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0.146	0.116
	Интервал изменения	-	0.14-0.25	0.56-0.79
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1		
	Количество определений, шт	1		
	Среднее значение	0.055		
T-VI горизонт				
Лабораторные исследования керна	Исследования не проводились			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	2	2
	Количество определений, шт	-	1	1
	Среднее значение	-	0.23	0.67
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1		
	Количество определений, шт	1		
	Среднее значение	0,154		

В таблице 2.2.4 приведены ряды распределения проницаемости, определённой по керну.

Таблица 2.2. 4-Статистические ряды распределения проницаемости по горизонтам

Интервалы изменения, *10 ⁻³ , мкм2	Горизонты					
	T-I	T-II	T-III	T-IV-A	T-V	T-VI
1-10	-	3	-	-	5	-
10-50	-	6	-	-	2	-
50-100	-	5	-	-	-	-
100-300	-	4	-	-	7	-
300-1000	-	1	-	-	3	-



2.3. Свойства и состав нефти, газа и воды

Изучение состава и свойств нефти, газа и воды проводились в лабораториях компаний ТОО «КазНИГРИ», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» и ТОО «Казпетротест», в соответствии с действующими ГОСТами (ОСТ 39-112-80) и методиками.

2.3.1. Свойства нефти в пластовых условиях

Свойства нефти в пластовых условиях по месторождению Боркылдакты изучены по трем глубинным пробам, отобранных из скважин БОР-1 (горизонт Т-II, 2 пробы) и БОР-3 (горизонт Т-V, 1 проба).

Горизонт Т-II (I-й эксплуатационный объект). Плотность пластовой нефти составляет в среднем $0,858 \text{ г/см}^3$, а средняя вязкость – $15,0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Пластовая нефть недонасыщена газом: при пластовом давлении $14,8 \text{ МПа}$, давление насыщения нефти газом составляет в среднем $0,75 \text{ МПа}$, при этом среднее газосодержание составило $3,15 \text{ м}^3/\text{т}$. Средний объемный коэффициент составляет $1,016 \text{ д.ед.}$

Горизонт Т-V (II-й эксплуатационный объект). Плотность пластовой нефти составляет $0,829 \text{ г/см}^3$, а средняя вязкость – $5,85 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Пластовая нефть недонасыщена газом: при пластовом давлении $17,1 \text{ МПа}$, давление насыщения нефти газом составляет в среднем $1,30 \text{ МПа}$, при этом среднее газосодержание составило $3,4 \text{ м}^3/\text{т}$. Средний объемный коэффициент составляет $1,038 \text{ д.ед.}$

Таким образом, нефть в пластовых условиях обоих горизонтов недонасыщенна газом, характеризуются низкими газосодержанием и объемным коэффициентом, а также повышенной вязкостью.

Свойства нефти в пластовых условиях представлены в таблице 2.3.1.



Таблица 2.3.1-Свойства нефти в пластовых условиях

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменений	Среднее значение
	скважин	проб		
Горизонт Т-II				
Давление насыщения нефти газом, МПа	1	2	0,73-0,77	0,75
Газосодержание, м ³ /т	1	2	3,01-3,28	3,15
Пластовая температура, °С	1	1	-	52,0
Пластовое давление, МПа	1	1	-	14,8
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	1	2	0,857-0,858	0,858
Вязкость нефти, мПа*с	1	1	-	15,0
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1	2	1,016-1,017	1,016
Коэффициент раств. газа в нефти, м ³ /м ³ *МПа	1	2	0,279-0,288	0,283
Горизонт Т-V				
Давление насыщения нефти газом, МПа	1	1	-	1,3
Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	3,4
Пластовая температура, °С	1	1	-	53,4
Пластовое давление, МПа	1	1	-	17,1
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	1	1	-	0,829
Вязкость нефти, мПа*с	1	1	-	5,9
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1	1	-	1,038
Коэффициент раств. газа в нефти, м ³ /м ³ *МПа	1	1	-	0,434

2.3.2. Свойства и состав нефти в поверхностных условиях

Всего по месторождению Боркылдакты физико-химические свойства и состав нефти в поверхностных условиях изучены по результатам исследований 14 проб, отобранных из добывающих скважин БОР-1, БОР-3 и БОР-4 по всем триасовым горизонтам, включая две пробы: из скважин БОР-1 (из Т-I горизонта) и БОР-3 (одновременно из Т-I, Т-II, Т-III и Т-V горизонтов), отобранные после согласования, действующего и основного проектного документа на разработку месторождения Боркылдакты (1,3,7).

Ниже рассмотрим свойства и состав нефти по горизонтам.

Горизонт Т-I. Средняя плотность нефти составляет 0,8789 г/см³, вязкость при стандартных условиях – 110,3 мПа*с.

Температура застывания нефти составляет в среднем «минус» 13 °С.

Массовое содержание в нефти компонентов в среднем следующее: серы – 0,17 %; парафина – 5,18 %; смол силикагелевых – 10,8 % и асфальтенов – 0,45 %.

Средняя температура начала кипения составляет 145 °С, при этом бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, составляет в среднем 7 % об., а керосиновых, выкипающих до 300 °С – 25 % об.

Нефть является «тяжелой», «малосернистой», «парафинистой» и «высоковязкой».

Горизонт Т-II. Средняя плотность нефти составляет 0,8673 г/см³, вязкость при стандартных условиях – 68,3 мПа*с.

Температура застывания нефти составляет в среднем «минус» 16 °С.



Массовое содержание в нефти компонентов в среднем следующее: серы – 0,17 %; парафина – 4,34 %; смол силикагелевых – 13,46 % и асфальтенов – 0,02 %.

Средняя температура начала кипения составляет 119 °С, при этом бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, составляет в среднем 11 % об., а керосиновых, выкипающих до 300 °С – 28 % об.

Нефть является «тяжелой», «малосернистой», «парафинистой», «смолистой» и «высоковязкой».

Горизонт Т-III. Средняя плотность нефти составляет 0,8617 г/см³, вязкость при стандартных условиях – 49,7 мПа*с.

Температура застывания нефти составляет в среднем «минус» 13 °С.

Массовое содержание в нефти компонентов в среднем следующее: серы – 0,15 %; парафина – 3,76 %; смол силикагелевых – 7,47 % и асфальтенов – 0,01 %.

Средняя температура начала кипения составляет 116 °С, при этом бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, составляет в среднем 12 % об., а керосиновых, выкипающих до 300 °С – 32 % об.

Нефть является «тяжелой», «малосернистой», «парафинистой», «смолистой» и «высоковязкой».

Горизонт Т-IVa. Средняя плотность нефти составляет 0,8631 г/см³, вязкость при стандартных условиях – 47,7 мПа*с.

Температура застывания нефти составляет в среднем «минус» 13 °С.

Массовое содержание в нефти компонентов в среднем следующее: серы – 0,15 %; парафина – 4,19 %; смол силикагелевых – 7,58 % и асфальтенов – 0,06 %.

Средняя температура начала кипения составляет 120 °С, при этом бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, составляет в среднем 14 % об., а керосиновых, выкипающих до 300 °С – 38 % об.

Нефть является «тяжелой», «малосернистой», «парафинистой», «смолистой» и «высоковязкой».

Горизонт Т-V. Средняя плотность нефти составляет 0,8427 г/см³, вязкость при стандартных условиях – 23,3 мПа*с.

Температура застывания нефти составляет в среднем «минус» 9 °С.

Массовое содержание в нефти компонентов в среднем следующее: серы – 0,10 %; парафина – 5,34 %; смол силикагелевых – 7,34 % и асфальтенов – 0,12 %.

Средняя температура начала кипения составляет 120 °С, при этом бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, составляет в среднем 17 % об., а керосиновых, выкипающих до 300 °С – 43 % об.



Нефть является «средней», «малосернистой», «парафинистой», «смолистой» и «повышенной вязкости».

Горизонт Т-VI. Средняя плотность нефти составляет $0,8245 \text{ г/см}^3$, вязкость при стандартных условиях – $11,1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Температура застывания нефти составляет в среднем «минус» 25°C .

Массовое содержание в нефти компонентов в среднем следующее: серы – $0,06 \%$; парафина – $4,05 \%$; смол силикагелевых – $5,24 \%$ и асфальтенов – $0,03 \%$.

Средняя температура начала кипения составляет 120°C , при этом бензиновых фракций, выкипающих до 200°C , составляет в среднем 21% об., а керосиновых, выкипающих до 300°C – 52% об.

Нефть является «легкой», «малосернистой», «парафинистой», «смолистой» и «повышенной вязкости».

Таким образом, нефть горизонтов с Т-I по Т-IVa является «тяжелой», с плотностью более $0,86 \text{ г/см}^3$ и «высоковязкой», а горизонтов Т-V и Т-VI – «средней» и «легкой» по плотности и «повышенной вязкости». Нефть всех продуктивных горизонтов является «парафинистой» и «малосернистой». Также выход как бензиновых, так и керосиновых фракций по горизонтам Т-V и Т-VI больше, чем по вышезалегающим продуктивным горизонтам.

Свойства и состав нефти в поверхностных условиях представлены в таблице 2.3.2.



Таблица 2.3.2-Свойства и состав нефти в поверхностных условиях

Наименование		Горизонт Т-I		
		Количество исследованных		Среднее значение
		скважин	проб	
1		2	3	4
Горизонт Т-I				
Плотность нефти (при 20 °С), г/см ³		1	2	0,8760 - 0,8818
Молекулярная масса, г/моль		1	1	-
Вязкость нефти (при 20 °С), мПа*с		1	2	78,7 - 110,3
Вязкость нефти (при 50 °С), мПа*с		1	2	22,1-26,8
Температура застывания, °С		1	2	13 - 18,0
Температура вспышки, °С		1	1	-
Температура начала кипения, °С		1	2	130 - 160
Массовое содержание компонентов, %	серы	1	2	0,16 - 0,17
	парафинов	1	2	4,55 - 5,81
	смол силикагелевых	1	2	10,5 - 11,1
	асфальтенов	1	2	0,13 - 0,76
Объемный выход фракций, %	до 150 °С	1	1	-
	до 200 °С	1	2	4 - 10
	до 250 °С	1	2	10 - 15
	до 300 °С	1	2	20 - 30
Горизонт Т-II				
Плотность при 20 °С, кг/м ³		2	2	0,8639 - 0,8706
Молекулярная масса, г/моль		2	2	298,7 - 320,6
Вязкость нефти (при 20 °С), мПа*с		2	2	63,9 - 72,8
Вязкость нефти (при 50 °С), мПа*с		2	2	15,2 - 19,5
Температура застывания, °С		2	2	-15 -17
Температура вспышки, °С		2	2	5 - 14
Температура начала кипения, °С		2	2	110 - 127
Массовое содержание компонентов, %	серы	2	2	0,1 - 0,2
	парафинов	2	2	3,8- 4,9
	смол силикагелевых	2	2	8,0 - 18,9
	асфальтенов	2	2	следы - 0,02
Объемный выход фракций, %	до 150 °С	2	2	3 - 5
	до 200 °С	2	2	10 -11
	до 250 °С	2	2	16 - 18
	до 300 °С	2	2	22 - 33
Горизонт Т-III				
Плотность при 20 °С, кг/м ³		2	3	0,8605 - 0,8639
Молекулярная масса, г/моль		2	3	262,4 - 298,7
Вязкость нефти (при 20 °С), мПа*с		2	3	36,6 - 72,8
Вязкость нефти (при 50 °С), мПа*с		2	3	12,4 - 15,2
Температура застывания, °С		2	3	-9 -15
Температура вспышки, °С		2	3	14 - 34
Температура начала кипения, °С		2	3	110 - 126
Массовое содержание компонентов, %	серы	2	3	0,1 - 0,2
	парафинов	2	3	2,7 - 4,9
	смол силикагелевых	2	3	6,3- 8,1
	асфальтенов	2	3	следы - 0,04
Объемный выход фракций, %	до 150 °С	2	3	4 - 8
	до 200 °С	2	3	11 - 14
	до 250 °С	2	3	18 - 21
	до 300 °С	2	3	22 - 40



Продолжение таблицы 2.3.2

1	2	3	4	5	6
Горизонт Т-IVa					
Плотность при 20 °С, кг/м ³		1	1	-	0,8631
Молекулярная масса, г/моль		1	1	-	301,3
Вязкость нефти (при 20 °С), мПа*с		1	1	-	47,7
Вязкость нефти (при 50 °С), мПа*с		1	1	-	15,2
Температура застывания, °С		1	1	-	-13
Температура вспышки, °С		1	1	-	26
Температура начала кипения, °С		1	1	-	120
Массовое содержание компонентов, %	серы	1	1	-	0,15
	парафинов	1	1	-	4,19
	смол силикагелевых	1	1	-	7,58
	асфальтенов	1	1	-	0,06
Объемный выход фракций, %	до 150 °С	1	1	-	7
	до 200 °С	1	1	-	14
	до 250 °С	1	1	-	19
	до 300 °С	1	1	-	38
Горизонт Т-V					
Плотность при 20 °С, кг/м ³		2	4	0,8421 - 0,8431	0,8427
Молекулярная масса, г/моль		2	4	223,5 - 260,1	246,7
Вязкость нефти (при 20 °С), мПа*с		2	4	21,8 - 24,2	23,3
Вязкость нефти (при 50 °С), мПа*с		2	4	7,7 - 9,2	8,5
Температура застывания, °С		2	4	-6 -12	-9
Температура вспышки, °С		2	4	8 - 13	11
Температура начала кипения, °С		2	4	74 - 102	91
Массовое содержание компонентов, %	серы	2	4	0,1 - 0,1	0,10
	парафинов	2	4	3,0 - 7,8	5,34
	смол силикагелевых	2	4	5,8 - 8,8	7,34
	асфальтенов	2	4	следы - 0,24	0,12
Объемный выход фракций, %	до 150 °С	2	4	9 - 12	10
	до 200 °С	2	4	15 - 20	17
	до 250 °С	2	4	24 - 28	26
	до 300 °С	2	4	38 - 50	43
Горизонт Т-VI					
Плотность при 20 °С, кг/м ³		1	1	-	0,8245
Молекулярная масса, г/моль		1	1	-	220,0
Вязкость нефти (при 20 °С), мПа*с		1	1	-	11,1
Вязкость нефти (при 50 °С), мПа*с		1	1	-	4,8
Температура застывания, °С		1	1	-	-25
Температура вспышки, °С		1	1	-	5
Температура начала кипения, °С		1	1	-	86
Массовое содержание компонентов, %	серы	1	1	-	0,06
	парафинов	1	1	-	4,05
	смол силикагелевых	1	1	-	5,24
	асфальтенов	1	1	-	0,03
Объемный выход фракций, %	до 150 °С	1	1	-	11
	до 200 °С	1	1	-	21
	до 250 °С	1	1	-	34
	до 300 °С	1	1	-	52



Продолжение таблицы 2.3.2

1	2	3	4	5	6
Горизонт Т-I + Т-II + Т-III и Т-V (скважина БОР-3)					
Плотность при 20 °С, кг/м ³		1	1	-	0,8818
Молекулярная масса, г/моль		1	1	-	-
Вязкость нефти (при 20 °С), мПа*с		1	1	-	78,7
Вязкость нефти (при 50 °С), мПа*с		1	1	-	22,1
Температура застывания, °С		1	1	-	-18
Температура вспышки, °С		1	1	-	-
Температура начала кипения, °С		1	1	-	160
Массовое содержание компонентов, %	серы	1	1	-	0,16
	парафинов	1	1	-	5,81
	смол силикагелевых	1	1	-	11,09
	асфальтенов	1	1	-	0,13
Объемный выход фракций, %	до 150 °С	-	-	-	-
	до 200 °С	1	1	-	4
	до 250 °С	1	1	-	10
	до 300 °С	1	1	-	20

2.3.3. Свойства и состав растворенного в нефти газа

Свойства и состав растворенного в нефти газа выполнено по опыту однократного разгазирования пластовой нефти, которые представлены по исследованным горизонтам в таблице 2.3.3.

Как видно из таблицы, растворенный в нефти газ характеризуется очень высоким содержанием азота, которое по горизонтам изменяется в пределах 59,7-81,7 % моль. Содержание углекислого газа незначительное. Сероводород в составе газа отсутствует.

Углеводородная часть состоит преимущественно из метана (5,7-15,2 % моль.), немного меньше содержание этана (4,7-9,0 % моль.) и пропана (2,8-8,2 % моль.).

Согласно принятому составу, растворенный в нефти газ классифицируется как «аномально азотный» (содержание азота более 30 % моль.), «бессернистый», «низкоуглекислый», углеводородный состав – «метан-этан-пропановый».

Таблица 2.3.3-Свойства и состав растворенного в нефти газа

Содержание компонентов, % моль.	Горизонты			
	Т-I	Т-IVa	Т-V	Т-VI
Сероводород	отс.	отс.	-	-
Углекислый газ	0,35	0,34	0,57	отс
Азот	59,70	81,71	68,44	74,97
Кислород	-	0,06	0,04	-
Водород	-	0,10	0,09	-
Метан	14,98	7,76	5,67	15,19
Этан	8,96	4,65	7,57	4,72
Пропан	7,75	2,75	8,21	2,86
И-бутан	2,05	0,66	2,75	0,65
Н-бутан	2,49	0,91	4,24	0,73
И-пентан	1,55	0,49	1,01	0,42
Н-пентан	1,29	0,43	0,90	0,36
Гексан	0,88	0,14	0,51	0,10
Молекулярная масса	31,13	28,61	32,34	27,59
Плотность газа, кг/м ³	1,300	1,192	1,347	1,151
Относительная плотность газа по воздуху, д.ед.	1,079	0,990	1,118	0,955



2.3.4. Свойства и состав пластовой воды

По месторождению физико-химический состав и свойства пластовой воды изучены по 11 пробам, отобранных из скважин БОР-1, БОР-3 и БОР-4 по всем триасовым горизонтам, кроме Т-I, включая две пробы: из скважин БОР-1 (одновременно из Т-I + Т-IVa горизонтов) и БОР-3 (одновременно из Т-I, Т-II, Т-III и Т-V горизонтов), отобранные после согласования, действующего и основного проектного документа на разработку месторождения Боркылдакты (1,3,7).

Пластовые воды месторождения Боркылдакты по всем исследованным горизонтам практически одинаковы по свойствам и составу: представлены хлоркальциевыми рассолами, с минерализацией 160,1-214,9 г/дм³, плотностью 1,125-1,173 г/см³, а также низкими содержаниями сульфатов и гидрокарбонатов.

Свойства и состав пластовой воды представлены в таблице 2.3.4.

Таблица 2.3.4-Свойства и состав пластовой воды

Наименование	Единицы измерения	Количество исследованных		Диапазон изменений	Среднее значение
		скважин	проб		
1	2	3	4	5	6
Горизонт Т-II					
Плотность	г/см ³	1	1	-	1,170
Общая минерализация	г/дм ³	1	1	-	214,9
Соленость	°Be	1	1	-	21,4
pH	-	1	1	-	6,4
Общая жесткость	мг-экв./л	1	1	-	459,2
Содержание ионов					
Cl ⁻	г/дм ³	1	1	-	132,0
SO ₄	г/дм ³	1	1	-	0,007
HCO ₃	г/дм ³	1	1	-	0,019
Ca ⁺⁺	г/дм ³	1	1	-	5,5
Mg ⁺⁺	г/дм ³	1	1	-	2,3
Na ⁺ + K ⁺	г/дм ³	1	1	-	75,1
I	мг/дм ³	1	1	-	15,5
B	мг/дм ³	1	1	-	204,8
NH ⁴	мг/дм ³	1	1	-	отс.
Горизонт Т-III					
Плотность	г/см ³	1	1	-	1,170
Общая минерализация	г/дм ³	1	1	-	209,7
Соленость	°Be	1	1	-	16,0
pH	-	1	1	-	5,8
Общая жесткость	мг-экв./л	1	1	-	589,2
Содержание ионов					
Cl ⁻	г/дм ³	1	1	-	129,2
SO ₄	г/дм ³	1	1	-	0,032
HCO ₃	г/дм ³	1	1	-	0,025
Ca ⁺⁺	г/дм ³	1	1	-	7,8
Mg ⁺⁺	г/дм ³	1	1	-	2,4
Na ⁺ + K ⁺	г/дм ³	1	1	-	70,3
I	мг/дм ³	-	-	-	-
B	мг/дм ³	-	-	-	-
NH ⁴	мг/дм ³	1	1	-	2,0



Продолжение таблицы 2.3.4

1	2	3	4	5	6
Горизонт Т-IVa					
Плотность	г/см ³	1	1	-	1,125
Общая минерализация	г/дм ³	1	1	-	160,1
Соленость	°Be	1	1	-	16,0
pH	-	1	1	-	4,8
Общая жесткость	мг-экв./л	1	1	-	430,5
Содержание ионов					
Cl ⁻	г/дм ³	1	1	-	129,2
SO ₄	г/дм ³	1	1	-	0,032
HCO ₃	г/дм ³	1	1	-	0,025
Ca ⁺⁺	г/дм ³	1	1	-	7,8
Mg ⁺⁺	г/дм ³	1	1	-	2,4
Na ⁺ + K ⁺	г/дм ³	1	1	-	70,3
I	мг/дм ³	1	1	-	8,2
B	мг/дм ³	1	1	-	272,4
NH ⁴	мг/дм ³	-	-	-	-
Горизонт Т-V					
Плотность	г/см ³	1	1	-	1,172
Общая минерализация	г/дм ³	1	1	-	214,0
Соленость	°Be	1	1	-	21,4
pH	-	1	1	-	6,0
Общая жесткость	мг-экв./л	1	1	-	500,5
Содержание ионов					
Cl ⁻	г/дм ³	1	1	-	131,6
SO ₄	г/дм ³	1	1	-	0,013
HCO ₃	г/дм ³	1	1	-	0,027
Ca ⁺⁺	г/дм ³	1	1	-	6,3
Mg ⁺⁺	г/дм ³	1	1	-	2,2
Na ⁺ + K ⁺	г/дм ³	1	1	-	73,8
I	мг/дм ³	1	1	-	7,2
B	мг/дм ³	1	1	-	205,4
NH ⁴	мг/дм ³	-	-	-	-
Горизонт Т-VI					
Плотность	г/см ³	1	1	-	1,173
Общая минерализация	г/дм ³	1	1	-	211,9
Соленость	°Be	1	1	-	21,2
pH	-	1	1	-	6,0
Общая жесткость	мг-экв./л	1	1	-	598,9
Содержание ионов					
Cl ⁻	г/дм ³	1	1	-	130,8
SO ₄	г/дм ³	1	1	-	0,041
HCO ₃	г/дм ³	1	1	-	0,021
Ca ⁺⁺	г/дм ³	1	1	-	6,9
Mg ⁺⁺	г/дм ³	1	1	-	3,1
Na ⁺ + K ⁺	г/дм ³	1	1	-	71,1
I	мг/дм ³	1	1	-	0,01
B	мг/дм ³	1	1	-	53,8
NH ⁴	мг/дм ³	-	-	-	-
Скважина БОР-1. Горизонты Т-I + Т-IVa					
Плотность	г/см ³	1	1	-	1,172
Общая минерализация	г/дм ³	1	1	-	213,0
Соленость	°Be	1	1	-	21,3
pH	-	1	1	-	5,8
Общая жесткость	мг-экв./л	1	1	-	491,0
Содержание ионов					
Cl ⁻	г/дм ³	1	1	-	130,3
SO ₄	г/дм ³	1	1	-	0,412
HCO ₃	г/дм ³	1	1	-	0,063
Ca ⁺⁺	г/дм ³	1	1	-	6,9
Mg ⁺⁺	г/дм ³	1	1	-	1,8
Na ⁺ + K ⁺	г/дм ³	1	1	-	73,5



Продолжение таблицы 2.3.4

1	2	3	4	5	6
Скважина БОР-3. Горизонты Т-I + Т-II + Т-III + Т-V					
Плотность	г/см ³	1	1	-	1,172
Общая минерализация	г/дм ³	1	1	-	211,0
Соленость	°Be	1	1	-	21,1
pH	-	1	1	-	5,4
Общая жесткость	мг-экв./л	1	1	-	457,0
Содержание ионов					
Cl ⁻	г/дм ³	1	1	-	129,2
SO ₄	г/дм ³	1	1	-	0,375
HCO ₃	г/дм ³	1	1	-	0,042
Ca ⁺⁺	г/дм ³	1	1	-	6,2
Mg ⁺⁺	г/дм ³	1	1	-	1,8
Na ⁺ + K ⁺	г/дм ³	1	1	-	73,5



2.4. Физико-гидродинамические характеристики

Для физико-гидродинамической характеристики коллекторов были использованы результаты определения проницаемости, пористости, остаточной водонасыщенности, капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны, по результатам лабораторных исследований керна на дату принятия проектного документа (7).

Сопоставление пористость-проницаемость

На рис.2.4.1 показаны результаты сопоставления значений пористости и проницаемости, замеренных на образцах керна горизонтов Т-II и Т-V.

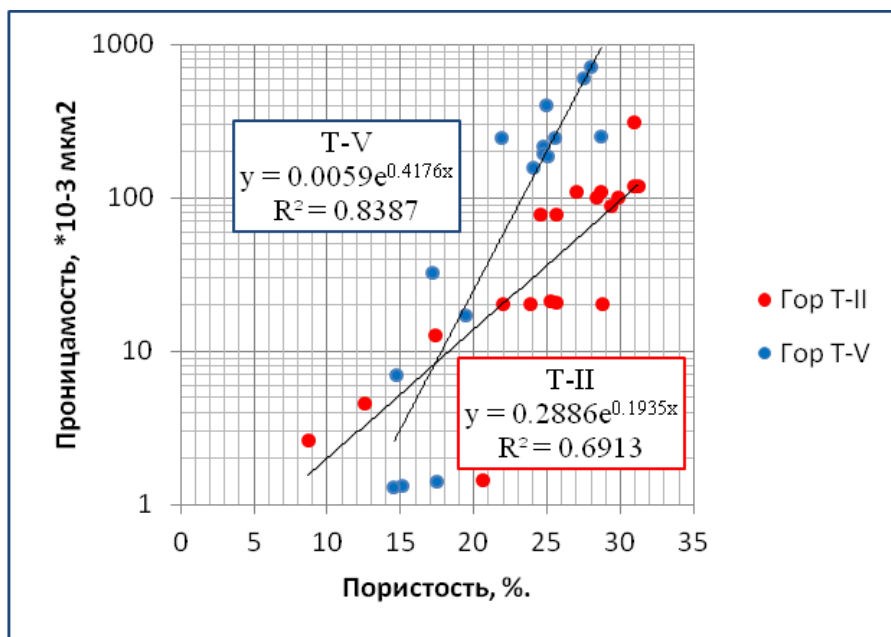


Рисунок 2.4.1 - Связь проницаемости с пористостью

Сопоставление одинаково успешно описывается для обеих горизонтов по экспоненциальной связи с высокими коэффициентами аппроксимации

$$\text{Т-II} - K_{пр} = 0,2886e^{0,1935K_{п}} \quad (R^2 = 0,69) \quad (2.4.1)$$

$$\text{Т-V} - K_{пр} = 0,0059e^{0,4176K_{п}} \quad (R^2 = 0,84) \quad (2.4.2)$$

Как видно из рис.2.4.1 при одной пористости проницаемость образцов горизонта Т-V заметно выше. Что объясняется фракционным составом, влияющим на величину радиуса поровых каналов: судя по макроописанию образцы горизонта Т-V представлены песчаником от мелко- до среднезернистого, горизонта Т-II – песчаником мелкозернистым, алевролитистым. А также можно предположить, наличие притоков пластового флюида из пластов с пористостью ниже принятой граничной равной 15 %.

Кривые капиллярного давления

Эксперимент по определению величины неснижаемой водонасыщенности проводился методом центрифугирования в системе «воздух - модель пластовой воды» на 3 образцах керна (скв. БОР-3) горизонта Т-V при максимально достигнутом капиллярном



давлении 1,38 МПа. Для проведения эксперимента были отобраны образцы с проницаемостью в диапазоне $0.844-362 \cdot 10^{-3}$ мкм², пористостью от 0,075 до 0,23 д.ед.

В таблице. 2.4.1 и на рис. 2.4.2 приведены кривые капиллярного давления, полученные на образцах керна скважины БОР-3.

Таблица.2.4.1 Кривые капиллярного давления, полученные на образцах керна горизонта Т-V

Образец	Глубина, м	Газопроницаемость мД	Пористость (%)	Капиллярное давление (psig)							
				0	1,5	6	12	24	48	96	200
2	1517,4	362,0	22,9	100	60,7	37,2	23,0	18,4	15,1	13,5	11,2
3	1517,7	235,0	20,0	100	63,9	40,5	29,1	21,6	18,6	17,4	14,1
18	1529,4	0,844	7,5	100	90,5	81,6	73,8	65,6	61,6	59,2	53,8

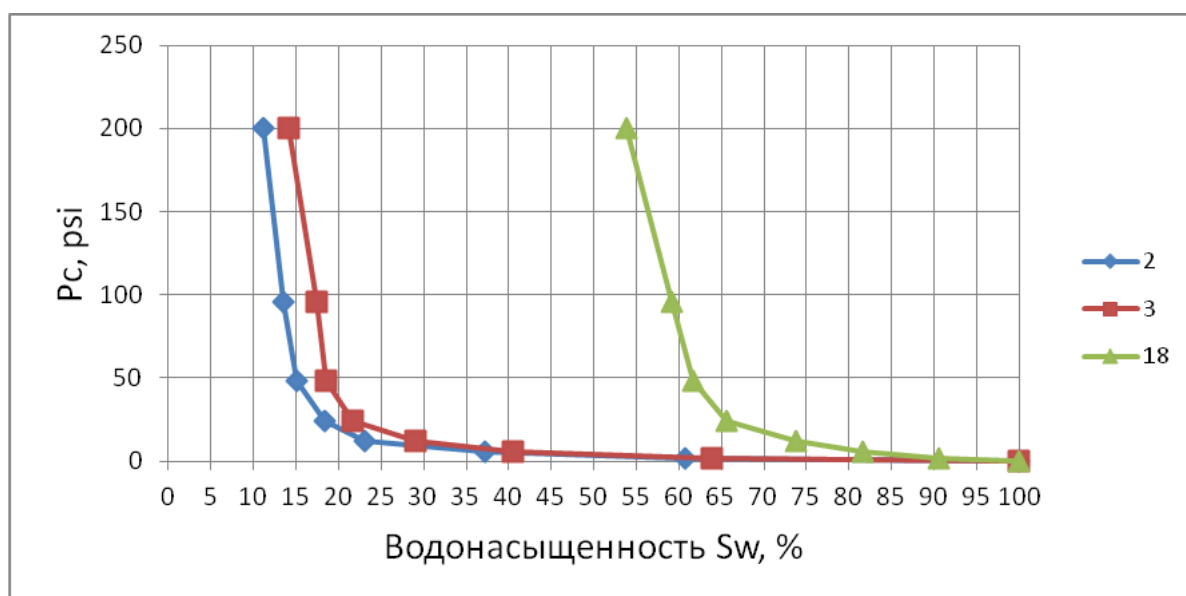


Рисунок 2.4.2 – Кривые капиллярного давления на образцах керна горизонта Т-V

По виду капиллярных кривых при капиллярном давлении 1,38 МПа (200psi) на всех образцах достигнуто значение водонасыщенности, близкое к неснижаемой. Конечные значения Ков горизонта Т-V изменяются от 0,11 до 0,54 д.ед.

На рис 2.4.3 приведено сопоставление остаточной водонасыщенности (Ков) с пористостью (Кп) и проницаемостью (Кпр).



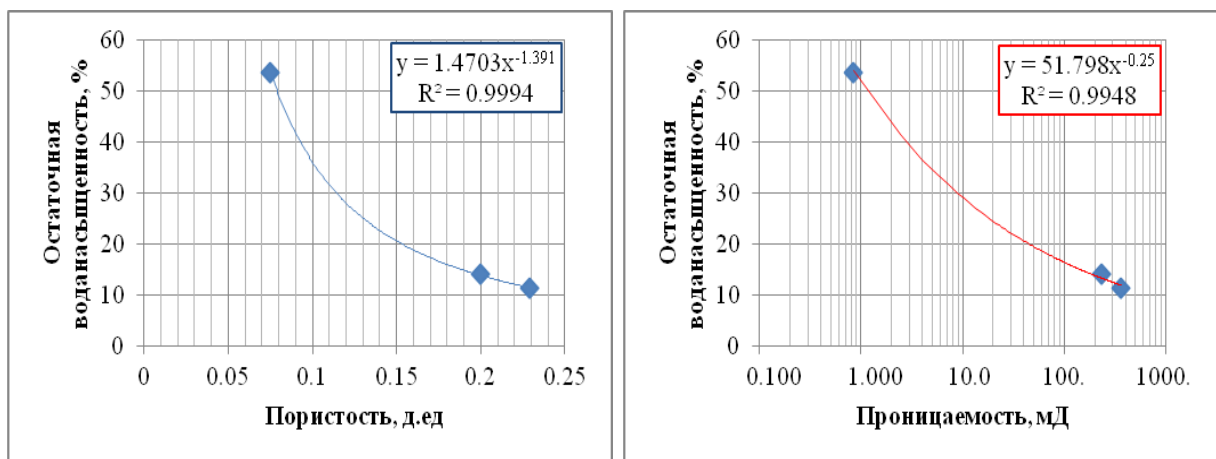


Рисунок 2.4.3 -Сопоставление остаточной водонасыщенности с пористостью (а) и проницаемостью (б)

Несмотря на высокие коэффициенты достоверности аппроксимации связи на рис.2.4.3 могут быть использованы лишь для ориентировочного определения остаточной водонасыщенности ввиду ограниченного количества изученных образцов.

Вместе с тем приведенные результаты исследования керна, несмотря на ограниченный объём, позволяют предположить удовлетворительные физико-гидродинамические свойства коллекторов месторождения.

Эксперимент по вытеснению нефти рабочим агентом и относительным фазовым проницаемостям нефти и воды на керне месторождения не проводился.

В таблице 2.4.2 приведены значения начальной нефтенасыщенности, определённой по данным ГИС открытого ствола. Содержание связанной воды рассчитано исходя из предположения, что поровый объём заполнен углеводородами и связанной водой.

Выводы. Физико-гидродинамические исследования выполнены в ограниченном объёме не позволяют определить граничные значения и коэффициент нефтегазонасыщенности коллекторов



Таблица 2.4.2 - Характеристика вытеснения нефти рабочим агентом по продуктивным горизонтам

Наименование	Проницаемость, мкм ²	Содержание связанной воды доли ед.	Начальная нефтенасы- щенность. доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим агентом, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
						для рабочего агента при Кон	для нефти при Ков
Горизонт Т-I							
Количество определений	-	5	5	-	-	-	-
Среднее значение	-	0,41	0,59	-	-	-	-
Интервал изменений	-	-0,350,41-0,35	0,51-0,65	-	-	-	-
Горизонт Т-II							
Количество определений	19	5	5	-	-	-	-
Среднее значение	0,070	0,43	0,57	-	-	-	-
Интервал изменений	0,001-0,312	0,38-0,46	0,54-0,62	-	-	-	-
Горизонт Т-III							
Количество определений	1*	4	4	-	-	-	-
Среднее значение	0,033	0,41	0,60	-	-	-	-
Интервал изменений	-	0,33-0,47	0,53-0,67	-	-	-	-
Горизонт Т-IV							
Количество определений	1*	5	5	-	-	-	-
Среднее значение	0,012	0,47	0,53	-	-	-	-
Интервал изменений	-	0,39-0,56	0,44-0,61	-	-	-	-
Горизонт Т- V							
Количество определений	17	11	11	-	-	-	-
Среднее значение	0,193	0,38	0,62	-	-	-	-
Интервал изменений	0,001-0,715	0,21-0,44	0,56-0,79	-	-	-	-
Горизонт Т-VI							
Количество определений	1*	1	1	-	-	-	-
Среднее значение	0,154	0,33	0,67	-	-	-	-
Интервал изменений	-	-	-	-	-	-	-



2.5. Запасы нефти по месторождению Боркылдакты

По месторождению Боркылдакты по состоянию изученности на 01.04.2012 г был утвержден в ГКЗ РК подсчет запасов нефти (протокол №1222-12-У от 01.11.2012 г.).

Утвержденные геологические запасы нефти в целом по месторождению по категории C_1 составили 420 тыс.т, извлекаемые запасы – 84 тыс.т (табл. 2.5.1). Запасы растворенного газа в виду незначительного газосодержания в Госбалансе полезных ископаемых не учтены.

В таблице 2.5.1 приведены утвержденные запасы нефти (01.04.2012 г.) по категории C_1 по установленным залежам, а также остаточные запасы нефти на 01.04.2026 г.

Как видно из таблицы основные геологические запасы нефти сосредоточены в Т-V (166 тыс.т или 39,5 %) и Т-II – 133 тыс.т или 31,7 % от всех подсчитанных.



Таблица 2.5. 1-Сводная таблица подсчета запасов нефти

Горизонт	Блок	Зона насыщения	Категория запасов	Площадь продуктивности, тыс.м ²	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Эффективный объем пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д.ед.			Плотность нефти, г/см ³	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	КИН, д.ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Накопленная добыча нефти на 01.04.2026г., тыс.т	Остаточные запасы нефти, тыс.т	
							пористости	нефтенасыщенности	пересчетный						геологические	извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Т-I	I	ВН	C ₁	152	2,5	381	0,23	0,64	0,984	0,876	48	0,212	10			
	II	ВН	C ₁	51	2,7	140	0,22	0,57	0,984	0,876	15	0,212	3			
Всего по Т-I			C ₁	203	2,6	521					63	0,212	13	8,95	54,05	4,05
Т-II	I	ВН	C ₁	236	4,8	1131	0,23	0,57	0,984	0,871	127	0,212	27			
	II	ВН	C ₁	23	2,6	59	0,23	0,54	0,984	0,871	6	0,212	1			
Всего по Т-II			C ₁	259	4,6	1190					133	0,212	28	4,38	128,62	23,62
Т-III	I	ВН	C ₁	74	2,3	167	0,27	0,58	0,984	0,861	22	0,212	5			
	II	ВН	C ₁	37	2,4	89	0,22	0,53	0,984	0,861	9	0,212	2			
Всего по Т-III			C ₁	111	2,3	256					31	0,212	7	5,94	25,06	1,06
Т-IV-A	I	ВН	C ₁	65	2,9	188	0,22	0,54	0,984	0,863	19	0,189	4	1,66	17,34	2,34
Т-V	I	ВН	C ₁	288	4,9	1412	0,21	0,69	0,963	0,842	166	0,189	31	25,49	140,51	5,51
Т-VI	I	ВН	C ₁	33	1,9	62	0,23	0,67	0,963	0,825	8	0,189	1	0,19	7,81	0,81
Итого по месторождению			C ₁	959	3,8	3629					420	0,202	84	46,60	373,40	37,40



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

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

С момента утверждения действующего проектного документа (7), по месторождению не было проведено сложных ГДИС, так как скважины работали в целом со стабильными дебитами жидкости. На месторождении проводится ежедневный контроль динамического уровня, замеры пластовых и забойных давлений не осуществлялись. С учетом отсутствия данных по исследованиям, в разделе приведены данные о ГДИС, ранее проанализированных в рамках проектного документа на разработку.

На месторождении, с целью контроля разработки, проводились гидродинамические исследования (таблица 3.1.1). Всего за отчетный период проведены замеры статического и динамического уровней в количестве 87 и 5098 исследований соответственно.

Таблица 3.1.1-Выполнение гидродинамических исследований за период 2019-01.04.2026 гг.

Вид исследования	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	01.04.2026	Всего
МУО	-	-	-	-	-	-	-	-	-
КВД	-	-	-	-	-	-	-	-	-
КВУ	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Замер динамического уровня	563	696	751	715	847	569	846	111	5098
Замер статического уровня	27	3	-	-	23	32	2	-	87

В процессе эксплуатации месторождения основной и полный объем сложных гидродинамических исследований был проведен в период разведки и пробной эксплуатации месторождения, в связи с чем в данном разделе приведены результаты ГДИС из действующего проекта разработки.

Во время пробной эксплуатации в скважинах БОР-1 (Т-II, Т-III, Т-IV-а, Т-V) и БОР-3 (Т-VI) выполнены гидродинамические исследования методом восстановления давления (КВД), в 2014 г. выполнены исследования МУО в скважинах БОР-1, БОР-3, БОР-4 (таблица 3.1.2).

На рисунке 3.1.1 приведены индикаторные диаграммы (ИД), построенные по результатам режимных исследований скважин БОР-1, БОР-3, БОР-4 (МУО), выполненных в 2014 г., в координатах дебит-депрессия.

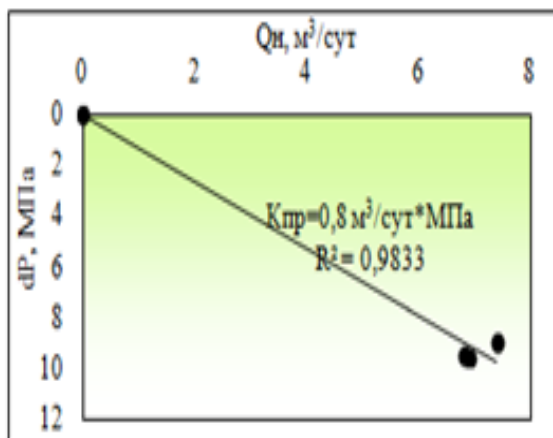
Как видно из рисунка, в скважинах ИД имеют прямолинейную зависимость дебита от депрессии на пласт, то есть в пласте происходит линейная фильтрация жидкости в пределах заданных депрессий. В результате интерпретации индикаторных диаграмм определены коэффициенты фактической продуктивности пласта.



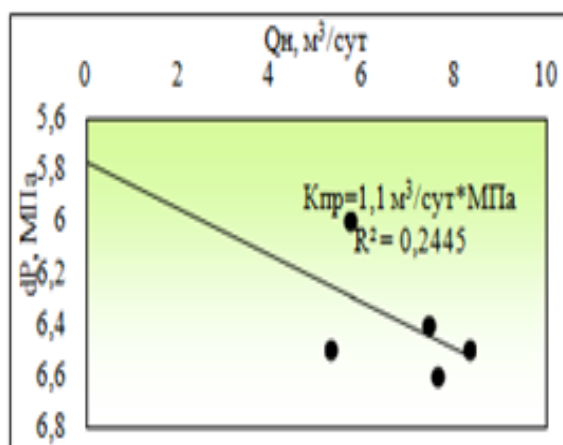
Динамические уровни замеряются ежедневно, статические - во время остановок скважин на КПРС и по другим причинам.

В таблице 3.1.3 показаны результаты замеров начальных пластовых давлений, проведенных в период 2010-2011 гг.

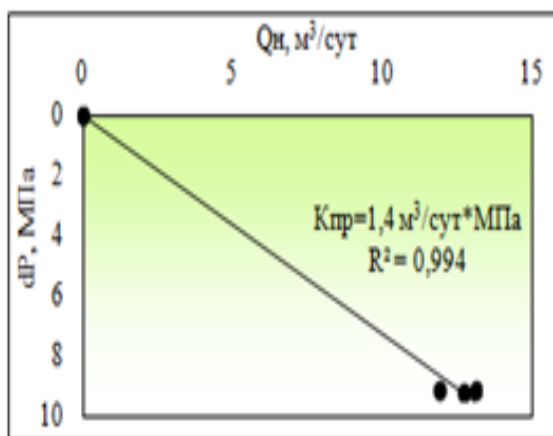
В период 2010-01.04.2026 гг. замер забойного и пластового давления производился путем замеров динамических и статических уровней, с последующим пересчетом и приведены на рисунках 3.1.2-3.1.4.



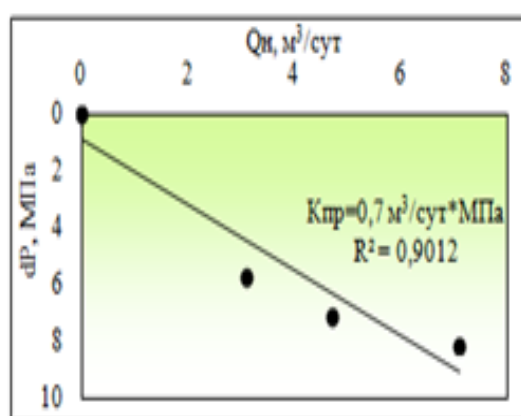
Скважина БОР-1 (горизонт Т-I)
3-8.04.2014



Скважина БОР-1 (горизонт Т-II+Т-III)
8-20.07.2014



Скважина БОР-3 (горизонт Т-V)
05-17.07.2014



Скважина БОР-4 (горизонт Т-V)
02-11.02.2014

Рисунок 3.1.1-Индикаторные диаграммы по скважинам



Таблица 3.1.2-Результаты исследований скважин методом установившихся отборов (МУО), выполненных в 2014 году

Скважина	Дата	Горизонт	Частота вращения насоса об/мин	Давление на устье МПа	Уровень жидкости, м	Q _н м ³ /сут	Q _в м ³ /сут	Q _{жид} м ³ /сут	Обводненность	Рпл, МПа	Забойное давление, МПа	Коэфф. продуктивности, м ³ /сут*МПа	Интервал перфорации, м
БОР-1	03.04.2014	Т-I	174	0,20	1099	6,8	7,6	14,4	53%	11,50	2,14	1,526	1357,2-1361,4
	06.04.2014		185	0,24	1116	6,9	8,0	14,9	54%		2,00	1,570	1357,2-1361,4
	08.04.2014		195	0,26	1049	7,4	6,6	13,9	47%		2,56	1,564	1357,2-1361,4
	08.07.2014	Т-II + Т-III	75	0,36	689	7,4	11,0	18,4	60%	11,89	5,54	2,887	1390,5-1394,5; 1417,5-1419,5
	09.07.2014		75	0,38	640	5,7	9,0	14,7	61%		5,95	2,457	1390,5-1394,5; 1417,5-1419,5
	10.07.2014		73	0,30	704	8,3	8,4	16,7	50%		5,42	2,579	1390,5-1394,5; 1417,5-1419,5
	11.07.2014		74	0,30	704	5,3	11,4	16,7	68%		5,42	2,579	1390,5-1394,5; 1417,5-1419,5
	20.07.2014		80	0,12	716	7,6	9,4	17,0	55%		5,32	2,581	1390,5-1394,5; 1417,5-1419,5
БОР-3	05.07.2014	Т-V	115	0,16	1098	13,1	2,0	15,1	13%	12,60	3,49	1,654	1518,4-1522,4; 1525,3-1529,8
	07.07.2014		110	0,17	1101	12,7	1,7	14,4	12%		3,46	1,575	1518,4-1522,4; 1525,3-1529,8
	17.07.2014		107	0,17	1097	11,9	2,1	14,0	15%		3,50	1,536	1518,4-1522,4; 1525,3-1529,8
БОР-4	02.02.2014	Т-V	40	0,07	679	3,1	0,0	3,1	0%	12,64	6,94	0,551	1516-1522
	08.02.2014		60	0,07	844	4,7	0,0	4,7	0%		5,57	0,671	1516-1522
	11.02.2014		80	0,06	967	7,1	0,0	7,2	0%		4,55	0,886	1516-1522



Таблица 3.1.3-Результаты замеров начальных пластовых давлений

№№ п/п	№№ скв	Горизонт	Дата исследования	Вид исследования	Глубина замера, м	Рпл, МПа
1	2	3	5	6	7	8
1	БОР-2	Т-I	21.05.2010	FMT	1367	15,3
2	БОР-3	Т-I	28.06.2011	FMT	1386	15,5
3	БОР-1	Т-II	14.02.2010	FMT	1391,5	15,6
4	БОР-2	Т-II	21.05.2010	FMT	1418,5	15,9
5	БОР-1	Т-II	18.06.2010 - 04.08.2010	КВД	1395,1	15,6
6	БОР-1	Т-III	14.02.2010	FMT	1423	15,9
7	БОР-1	Т-III	05.06.2010 - 11.06.2010	КВД	1418,2	15,7
8	БОР-1	Т-IV-A	14.02.2010	FMT	1434,5	16,1
9	БОР-1	Т-IV-A	20.05.2010 - 29.05.2010	КВД	1435	16,4
10	БОР-1	Т-V	14.02.2010	FMT	1527,3	17,1
11	БОР-2	Т-V	21.05.2010	FMT	1558	17,4
12	БОР-3	Т-V	28.06.2011	FMT	1521,5	17,1
13	БОР-1	Т-V	11.03.2010 - 14.03.2010	КВД	1526,8	17,2
14	БОР-3	Т-VI	28.06.2011	FMT	1553	17,4
15	БОР-3	Т-VI	01.09.2011 - 07.11.2011	КВД	1552,5-1555	17,4

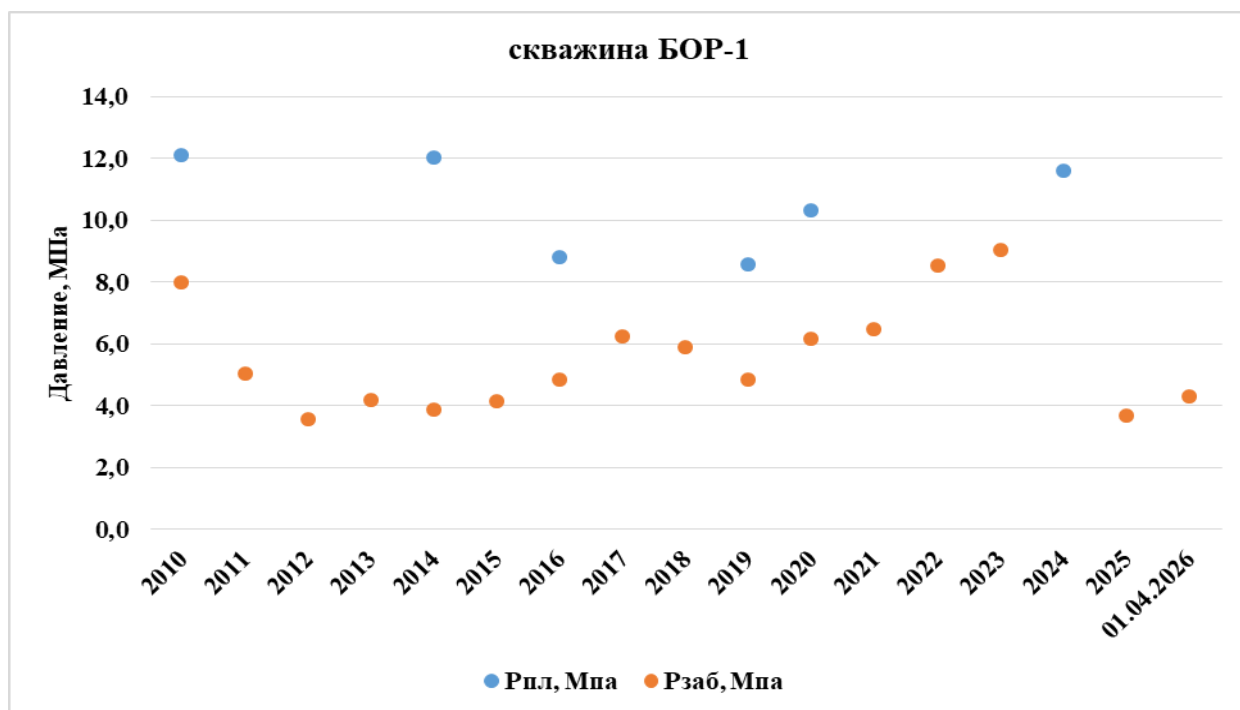


Рисунок 3.1.2-Динамика пластового и забойного давления по скважине БОР-1





Рисунок 3.1.3-Динамика пластового и забойного давления по скважине БОР-3

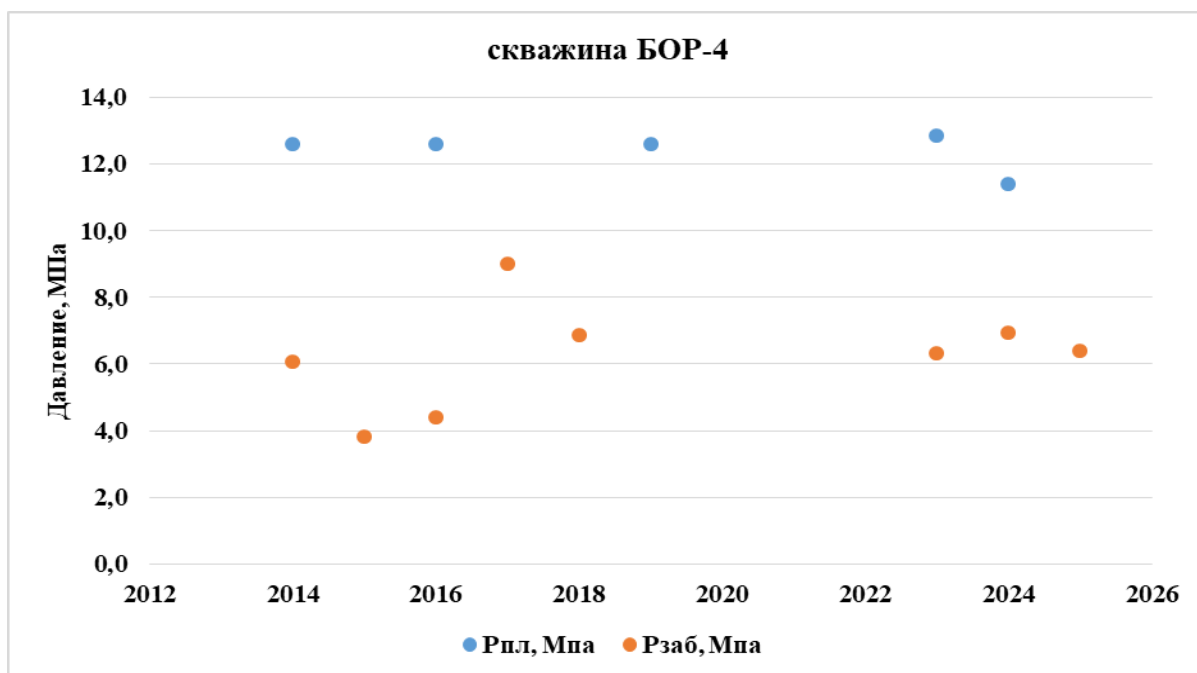


Рисунок 3.1.4-Динамика пластового и забойного давления по скважине БОР-4

В связи с тем, что последние целевые гидродинамические исследования (МУО) проводились в 2014 г., а текущий контроль параметров пласта ограничен лишь замерами уровней, рекомендуется разработать обязательную программу ГДИС на ближайший проектный период. Программа должна включать проведение КВД по добывающим скважинам БОР-1, БОР-3, БОР-4 для уточнения фильтрационных параметров и прямые гидродинамические исследования нагнетательного фонда (БОР-2) для контроля энергетического состояния пластов.



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

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

Месторождение Боркылдакты открыто в 2010 г., в промышленной разработке находится с «16» июля 2013 г.

По состоянию изученности на 01.04.2026 г., на месторождении Боркылдакты пробуренный фонд составляет всего 4 скважины, в т.ч.: 3 добывающих (БОР-1, БОР-3, БОР-4) и 1 нагнетательная (БОР-2). Все скважины действующие. Добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом, с использованием винтовых насосов (ВШНУ) (таблица 3.2.1).

За после-проектный период на месторождении Боркылдакты не пробурена проектная добывающая наклонно-направленная скважина БОР-5 (запланированная к бурению в 2020 г.).

Необходимо отметить, что ввиду малого количества запасов нефти, многопластового строения месторождения и ограниченности продуктивных пластов по размерам, несмотря на выделение самостоятельных объектов, в скважинах БОР-1, БОР-3 и БОР-5 предусматривалась одновременная эксплуатация отдельных продуктивных горизонтов двух самостоятельных объектов эксплуатации. Так, в скважине БОР-1 проектировалась одновременная эксплуатация Т-I (I об.) + Т-IV (II об.) горизонтов, в скважине БОР-3 – одновременная эксплуатация горизонтов Т-I + Т-II + Т-III (I об.) + Т-V (II об.) горизонтов и в проектной наклонно-направленной добывающей скважине БОР-5, которую планировалось ввести в эксплуатацию в 2020 г., – горизонты Т-II + Т-III (I об.) с приобщением Т-V (II об.) горизонта в 2023 г.

На текущий момент все добывающие скважины эксплуатируют оба объекта.



Таблица 3.2.1-Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.04.2026 г.

№№ п/п	Фонд	Категория	Объекты эксплуатации		Всего
			I	II	
1	Эксплуатационный фонд добывающих скважин	в т.ч. действующих, шт.	3 ед.		3
2		из них	ВШНУ, №№	3 ед. (БОР-1,БОР-3,БОР-4)	3
3			ЭВН, №№		
4			ЭЦН, №№		
5			фонтан, №№		
6		дающих продукцию, шт.	3 ед. (БОР-1,БОР-3,БОР-4)		3
7		в простое, шт.			
8		в бездействии, шт.			
9		Всего, шт.	3 ед.		3
10	Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин	в т.ч.: действующих, шт.	1 ед.(БОР-2)		1
11		в бездействии, шт.			
12		Всего, шт.			
13	Фонд в консервации	добывающих, шт.	1 ед.		1
14		нагнетательных, шт.			
15		Всего, шт.	1 ед.		1
16	Фонд разведочных скважин	в испытании, шт.			
17	Фонд контрольных скважин	Всего, шт.			
18	Фонд ликвидированных скважин	по геологическим причинам, шт.			
19		по техническим причинам, шт.			
20		Всего, шт.			
21	Итого пробуренный фонд, шт.		4 ед.		4

Ниже приведена информация по каждой скважине.

Скважина БОР-1, поисковая, окончена бурением 19.02.2010 г., фактический забой составил 1755 м, вскрытый горизонт Р_{1к}. на текущий момент скважина ведет одновременную добычу из двух объектов эксплуатации.

По результатам исследований ИННК (15.08.2018 г.) в интервалах перфорации 1390,5-1394,5 м (Т-II) и 1417,5-1419,5 м (Т-III) можно увидеть, что пласты горизонтов Т-II и Т-III обводнены, К_{нт} меньше 0,30 д.ед.

По I объекту максимальный дебит нефти и жидкости составил в августе 2013 года, 18,7 т/сут и 20,1 т/сут соответственно. Эксплуатация скважины характеризуется интенсивным ростом обводненности, составившая на дату анализа 94,4 %. На дату анализа дебит нефти и жидкости составили 0,9 т/сут и 16,3 т/сут соответственно, обводненность равна 94,4 %. Накопленная добыча с объекта I составляет 11,1 тыс. нефти, 66,8 тыс.т по жидкости и 33,3 тыс.м³ по газу.

По II объекту максимальный дебит нефти и жидкости составил в ноябре 2018 года 6,4 и 19,8 т/сут соответственно, обводненность при данных дебитах была равна 64 %..



Эксплуатация скважины характеризуется интенсивным ростом обводненности, составившая на дату анализа 94,4 %. На дату анализа дебит нефти и жидкости составили 0,4 т/сут и 7,0 т/сут соответственно. Накопленная добыча с объекта II составляет 2,6 тыс. нефти, 15,6 тыс.т по жидкости и 6,5 тыс.м³ по газу.

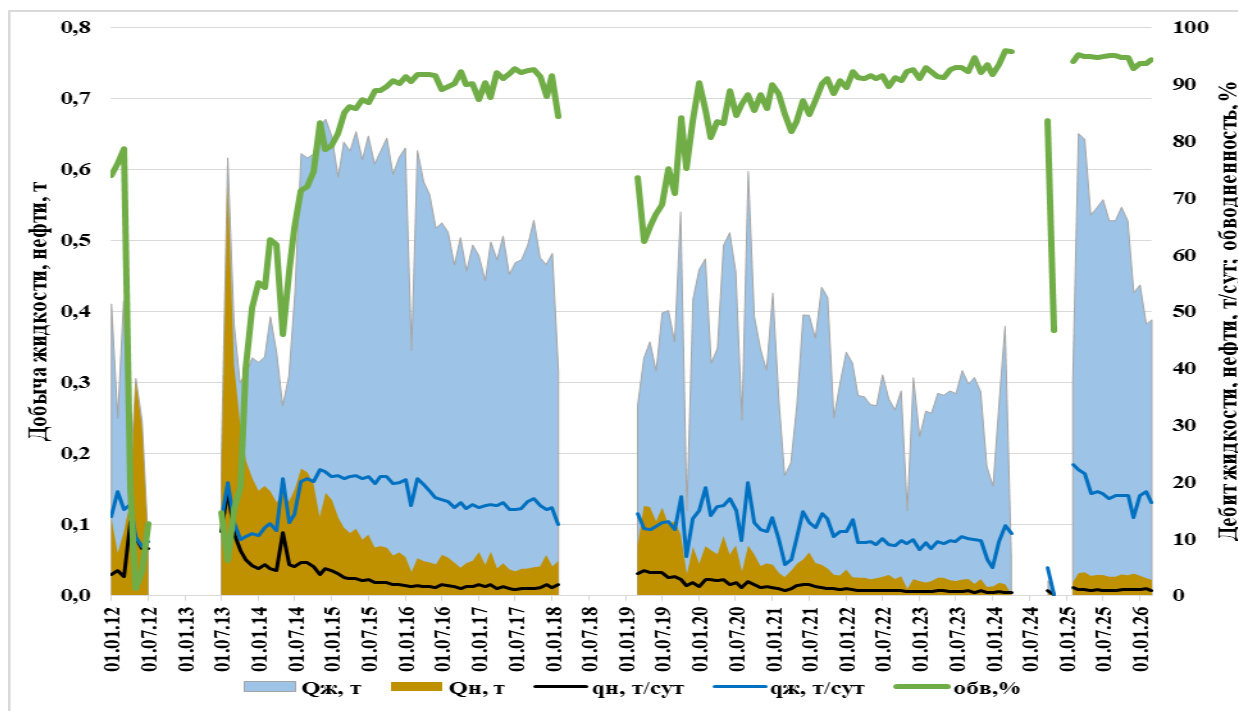


Рисунок 3.2.1-Динамика основных технологических показателей по скважине БОР-1 (I объект)

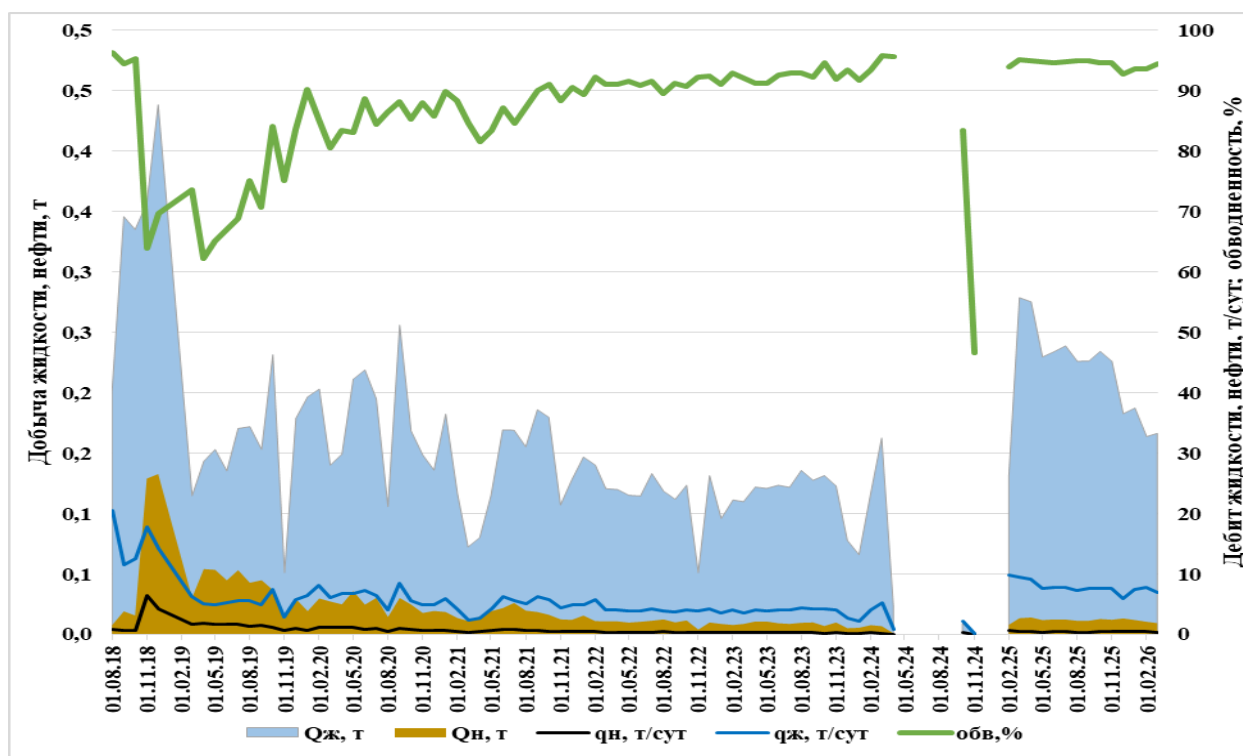


Рисунок 3.2.2-Динамика основных технологических показателей по скважине БОР-1 (II объект)



Скважина БОР-2, поисковая, окончена бурением 23.05.2010 г., фактический забой составил 1760, вскрытый горизонт Р_{1к}, скважина вскрыла ВНК и переведена в консервацию для последующего перевода под нагнетание. Под нагнетание скважина была переведена в ноябре 2014 года.

На момент анализа скважина закачала в пласты закачано 154,6 тыс.м³ воды, среднегодовая закачка составляет 10-17 тыс.м³. Приемистость в среднем колеблется в пределах 35-95 м³/сут, давление закачки составляет 90 атм. В пласты закачивается «своя» попутно-добываемая вода.

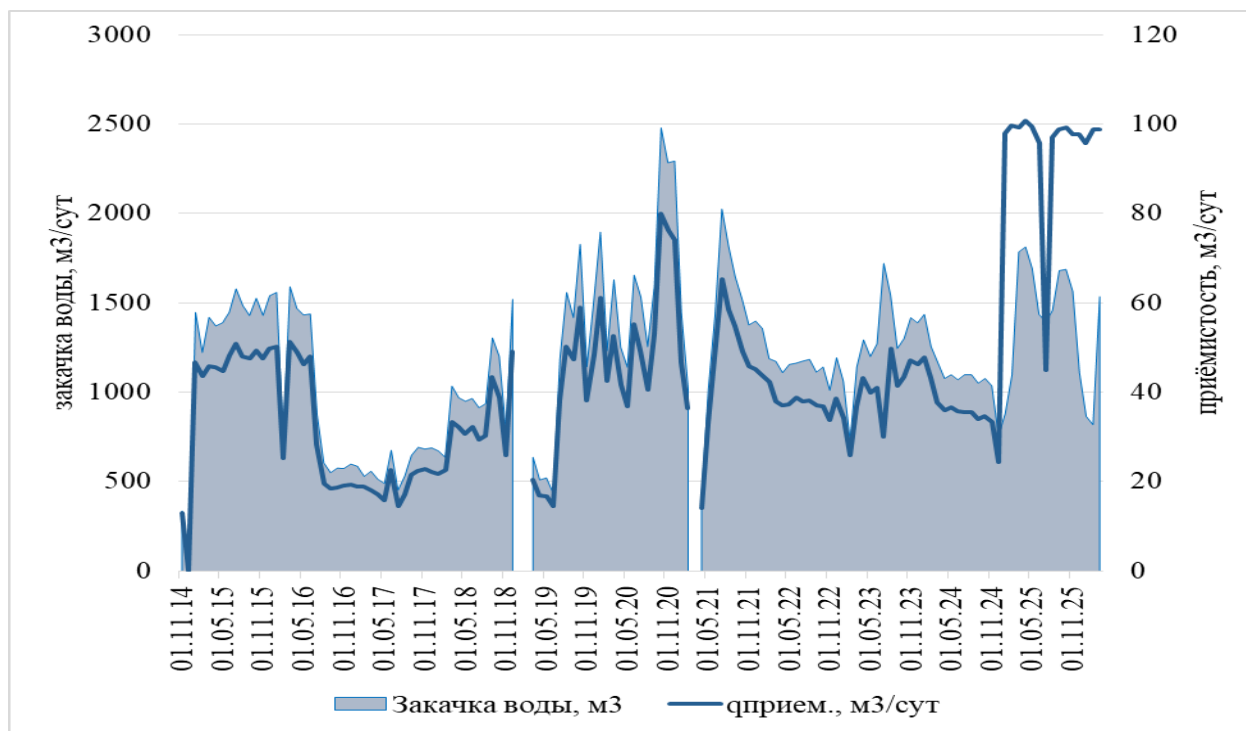


Рисунок 3.2.3-Динамика основных технологических показателей по нагнетательной скважине БОР-2

Скважина БОР-3, разведочная, окончена бурением 01.07.2011 г., фактический забой составил 1688, вскрытый горизонт Р_{1к}. На текущий момент скважина эксплуатирует оба объекта одновременно.

По I объекту максимальный дебит нефти и жидкости составил в июле 2019 г. 6,9 т/сут и 30,5 т/сут соответственно. Эксплуатация скважины характеризуется высокой обводненностью, составившая на дату анализа 96,0 %. На дату анализа дебит нефти и жидкости составили 0,6 т/сут и 15,7 т/сут соответственно, обводненность равна 96 %.

По II объекту максимальный дебит нефти и жидкости составил в июле 2013 г. 24,4 т/сут и 25,1 т/сут соответственно. Эксплуатация скважины характеризуется интенсивным ростом обводненности, составившая на дату анализа 96,0 %. На дату анализа дебит нефти и жидкости составили 0,2 т/сут и 5,8 т/сут соответственно.



В мае 2017 г. на скважине проведено опытно-промышленное испытание технологии водородного термогазохимического воздействия (ОПИ ВТГХВ) на призабойную зону пласта с целью повышения нефтеотдачи, не приведшая к значительному росту дебита, рост дебита незначительный, достигнув до 3,7 т/сут в октябре 2017 года, с последующим понижением дебитов.

На момент анализа из I объекта добыто 4,1 тыс.т нефти, 60,0 тыс.т жидкости и 14,4 тыс.м³ газа, из II объекта добыто 23,0 тыс.т нефти, 54,7 тыс.т жидкости и 68,2 тыс.м³ газа.

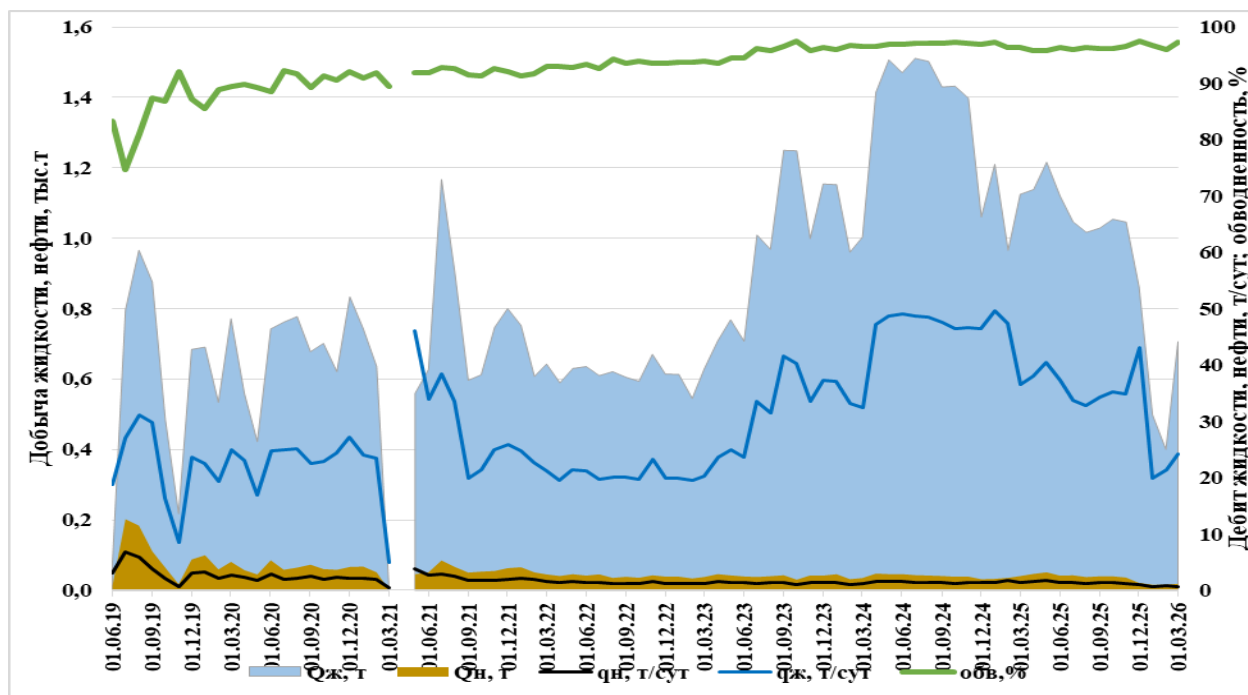


Рисунок 3.2.4-Динамика основных технологических показателей по скважине БОР-3 (I объект)

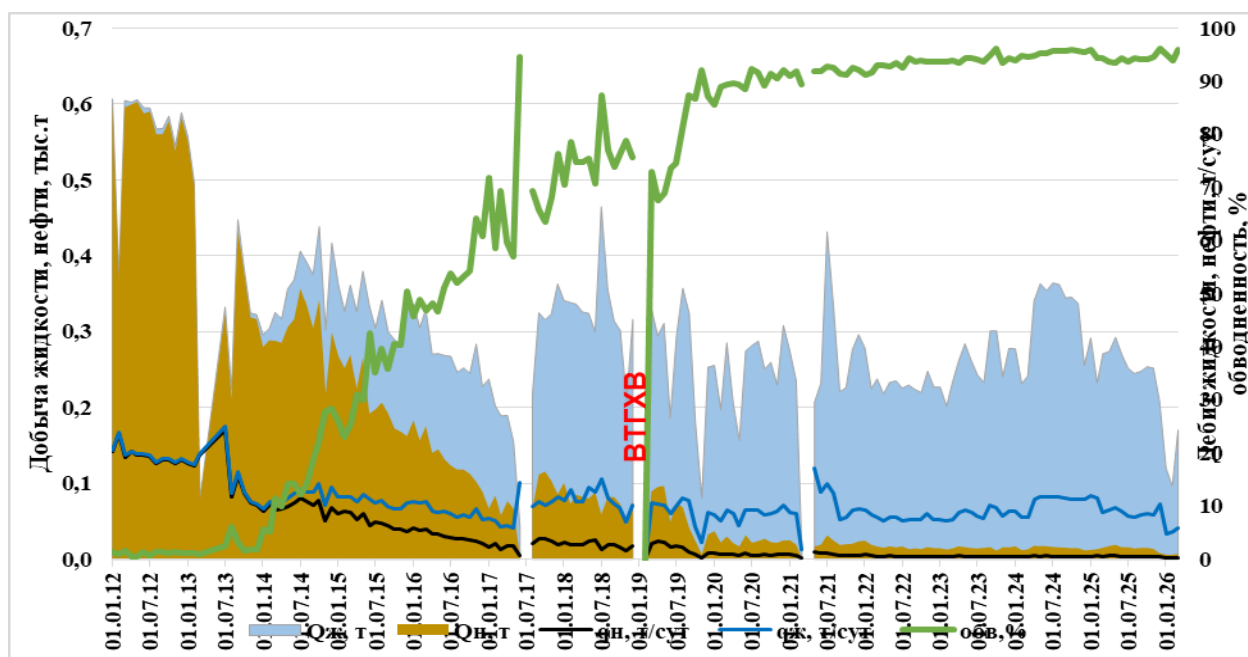


Рисунок 3.2.5-Динамика основных технологических показателей по скважине БОР-3 (II объект)



Скважина БОР-4, эксплуатационная, окончена бурением 25.08.2013 г., фактический забой составил 1609,3 м, вскрытый горизонт РТ. На текущий момент скважина эксплуатирует оба объекта одновременно. По результатам исследований ИННК (02.07.2021 г) в интервале исследования (1340-1544 м), можно увидеть, что интервал 1413,5-1417,5 м – оценивается как остаточное насыщение, 1418,5-1419,5 м – остаточное насыщение, в подошве остаточное насыщение с обводнением, интервал перфорации 1516-1522 м в кровельной части – остаточное насыщение, подошва пласта остаточное насыщение с обводнением; насыщение против интервала перфорации 1524-1529 м на первоначальном уровне.

По I объекту максимальный дебит нефти и жидкости, составил в июне 2014 г. 17,3 т/сут и 26,0 т/сут соответственно, с последующим снижением дебита нефти, на фоне увеличивающейся обводненности. Эксплуатация скважины характеризуется высокой обводненностью, составившая на дату анализа 93,8 %. На дату анализа дебит нефти и жидкости составили 1,0 т/сут и 16,4 т/сут соответственно.

По II объекту максимальный дебит нефти и жидкости составил в сентябре 2013 г. 8,7 т/сут и 9,8 т/сут соответственно. Эксплуатация скважины характеризуется интенсивным ростом обводненности, составившая на дату анализа 93,8 %. Дебит нефти и жидкости составляет на дату анализа 0,4 т/сут и 7,0 т/сут соответственно.

На момент анализа из I объекта добыто 4,0 тыс.т нефти, 37,9 тыс.т жидкости и 14,2 тыс.м³ газа, из II объекта добыто 1,6 тыс.т нефти, 4,5 тыс.т жидкости и 5,7 тыс.м³ газа.

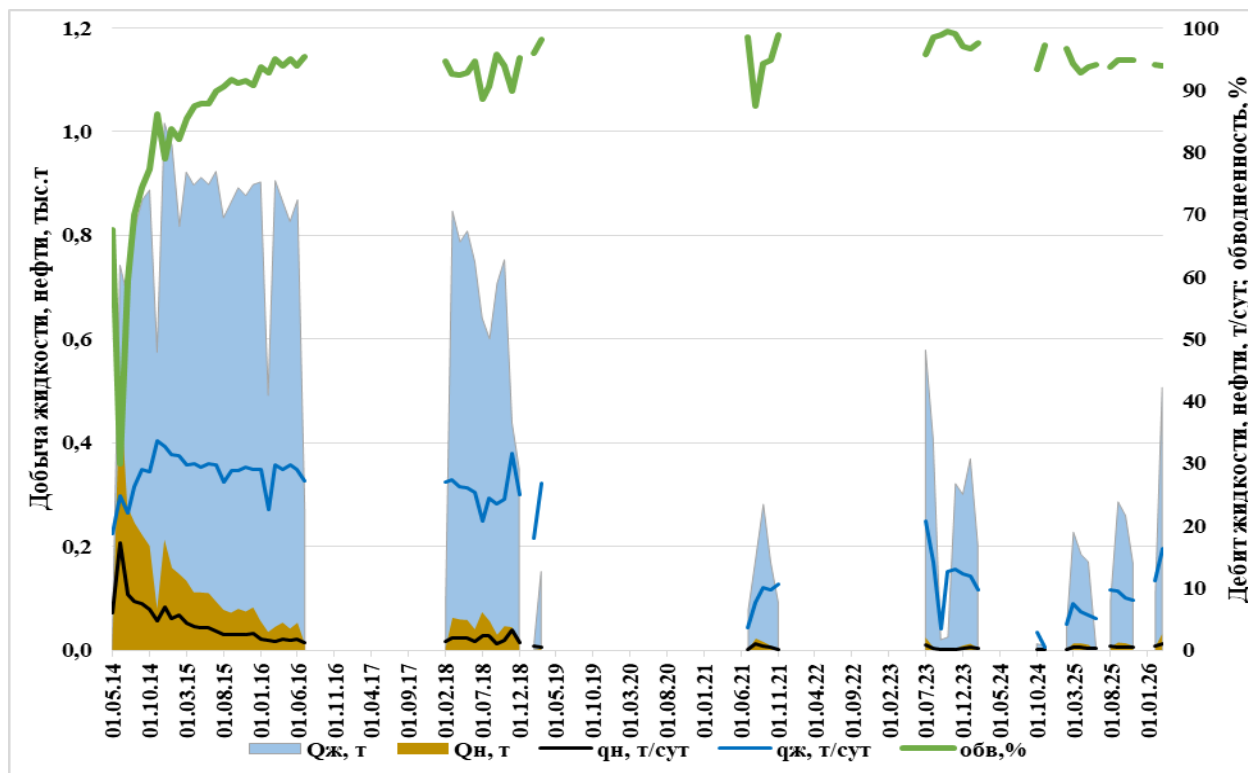


Рисунок 3.2.6-Динамика основных технологических показателей по скважине БОР-4 (I объект)



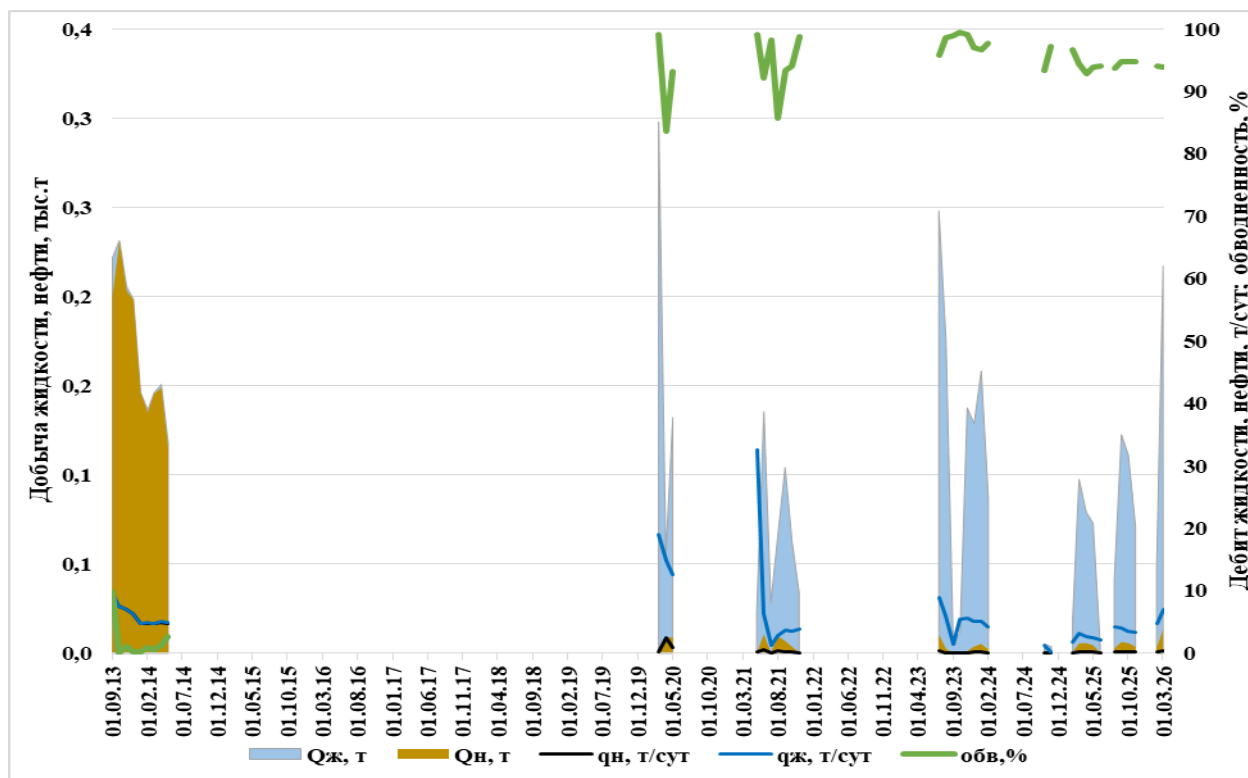


Рисунок 3.2.7-Динамика основных технологических показателей по скважине БОР-4 (II объект)

Как видно из приведенных данных, все скважины работают с низким дебитом и высокой обводненностью.

Распределение добывающего фонда скважин по различным диапазонам дебитов нефти и жидкости по эксплуатационным объектам и в целом по месторождению представлены в таблице 3.2.2.

Таблица 3.2.2-Динамика распределения фонда скважин по дебитам нефти и жидкости за 2022- 01.04.26 гг. по месторождению на конец периода

Годы	Фонд добывающих скважин		Средний дебит нефти, т/сут	Диапазон изменения дебитов нефти, т/сут						Средний дебит жидкости, т/сут	Диапазон изменения дебитов жидкости, т/сут					
	экспл.	действ.		< 5	5-10	10-30	35-50	50-100	100>		< 5	5-10	10-30	35-50	50-100	100>
2022	3	2	1,6	2	-	-	-	-	-	25	-	-	2	-	-	-
2023	3	2	1,3	2	-	-	-	-	-	23,5	-	-	2	-	-	-
2024	3	2	1,3	2	-	-	-	-	-	27,9	-	-	2	-	-	-
2025	3	3	1,4	3	-	-	-	-	-	25,6	-	-	3	-	-	-
01.04.2026	3	3	1,2	3	-	-	-	-	-	21,9	-	-	3	-	-	-

Как видно, все скважины относятся к малодебитным.

Динамика изменения коэффициентов эксплуатации фонда скважин как по эксплуатационным объектам, так и в целом по месторождению представлена в таблице 3.2.3.



Таблица 3.2.3-Динамика коэффициентов эксплуатации и использования в целом по месторождению

Годы	Коэффициенты эксплуатации по объектам, д.ед.		по месторождению
	I	II	
2022	0,638	0,638	0,638
2023	0,763	0,763	0,763
2024	0,532	0,532	0,532
2025	0,776	0,776	0,776
01.04.2026	0,681	0,681	0,681

Сопоставление проектных и фактических показателей

Как отмечалось в предыдущих главах, проектный документ (7) был разработан по состоянию изученности на 01.03.2019 г.

ТОО «Jasyl Energy» является недропользователем на основании Контракта № 1117 от «04» марта 2003 г. на Разведку и Добычу углеводородного сырья на территориях Блока А: XXIV (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXV-16 (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXVI-17 (частично), 18 (частично) и Блока Е: XXV-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVI-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVII-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично) в Атырауской области. Срок действия Контракта – до «04» марта 2034 г.

Период добычи на месторождении Боркылдакты истекает «31» декабря 2026 г., согласно Дополнению № 22 к Контракту № 1117 (регистрационный № 4959-УВС от «02» сентября 2021 г.).

Дополнением № 29 к Контракту № 1117 от «04» марта 2003 г. (регистрационный № 5509-УВС от «28» июля 2025 г.) период разведки продлен до «22» ноября 2026 г.

Согласно утвержденного проектного документа (7), варианта 3, на месторождении запланирована следующая система разработки:

Разработка *I объекта* предусмотрена 3-мя добывающими БОР-1 (горизонт Т-I), БОР-3 (горизонты Т-I+Т-II+Т-III), БОР-5 (горизонты Т-II+Т-III) и одной нагнетательной БОР-2 (горизонт Т-II) скважинами. В скважине БОР-1 предусмотрено приобщение *I объекта* (горизонт Т-I) в середине марта 2019 г. после проведения ремонтных работ с ожидаемым дебитом нефти до 4 т/сут, в скважине БОР-3 приобщение *I объекта* (Т-I+Т-II+Т-III) предусмотрено с июня 2019 г. после проведения ремонтных работ с ожидаемым дебитом нефти до 12 т/сут, скважину БОР-5 введут из бурения в июле 2020 г. на горизонты Т-II+Т-III с ожидаемым дебитом нефти до 20 т/сут.

Разработка *II объекта* предусмотрена 4-мя добывающими скважинами: БОР-1 (горизонт Т-IVA), БОР-3 (горизонт Т-V), БОР-4 (горизонты Т-V+IVA), БОР-5 (горизонт Т-



V). Скважину БОР-4 переведут с I объекта в августе 2019 г. после КРС и введут с ожидаемым дебитом нефти до 8 т/сут, в скважине БОР-5 приобщение II объекта (Т-V) предусмотрено с 2023 года с ожидаемым дебитом нефти до 4 т/сут. С января 2024 года скважину БОР-1 (Т-V) переведут в нагнетательный фонд.

На текущий момент, по состоянию на 01.04.2026 г., в разработке находятся два основных эксплуатационных объекта разработки. Объекты эксплуатируются совместно, как ранее и предполагалось согласно утверждённого проекта (7).

Не выполнены следующие проектные решения, такие как бурение добывающей скважины БОР-5 и перевод под нагнетание скважины БОР-1 в 2024 году.

Для анализа расхождения фактических данных от утвержденных технологических показателей, проведено сравнение по объектам разработки и в целом по месторождению на период 2022-01.04.2026 гг.

I объект разработки, является основным объектом месторождения, объединяющий залежи Т-I, Т-II и Т-III горизонтов (I и II блоки). На дату отчета, накопленные показатели добычи нефти и жидкости составили 19,3 и 164,7 тыс.т соответственно, КИН – 8,5 %, что ниже проектного – 19,5 %. Объект, как и запланировано разрабатывается совместными скважинами.

Как видно из таблицы 3.2.4, годовые отборы ежегодно отстают от проектных значений, как по добыче нефти так и по добыче жидкости. Фонд скважин соответствует проектным значениям, но не подтвердился дебит нефти и жидкости, запроектированный в рамках действующего проектного документа (7,8). Отобрано всего 40,1 % от НИЗ, при проектном значении 91,3 %. Обводненность близка к проектным значениям, и составляет на дату составления отчета 94,0 %. Кэспл по годам изменяется в диапазоне от 0,532 до 0,776 д.ед.

II объект разработки объединяет залежи Т-IV-A, Т-V и Т-VI горизонтов (I блок). На дату отчета, накопленные показатели добычи нефти и жидкости составили 27,3 и 74,9 тыс.т соответственно, КИН – 14,2 %, что ниже проектного – 20,9 %. Объект, как и запланировано разрабатывается совместными скважинами.

Также, как и в случае с I основным объектом эксплуатации, наблюдается отставание фактических значений от проектных показателей (таблица 3.2.5). Годовые отборы ежегодно отстают от проектных значений, как по добыче нефти, так и по добыче жидкости. Фонд скважин соответствует проектным значениям, но также не подтвердился дебит нефти и жидкости, запроектированный в рамках действующего проектного документа (7,8). Отобрано всего 75,9 % от НИЗ, при том что в проекте эксплуатация данного объекта должна была завершиться еще в 2023 году. Обводненность продукции, на



дату составления отчета равна 93,4 %. Кэспл по годам изменяется в диапазоне от 0,532 до 0,776 д.ед. С 2024 г. не реализованным остается система ППД, внедрение которой предусматривалась путем перевода добывающей скважины БОР-1 под нагнетание.

В целом по месторождению

В целом по месторождению, как видно из таблицы 3.2.6, фактическая добыча нефти ниже проектной, при этом наблюдается отставание действующего фонда скважин на 1 ед. Среднегодовые дебиты нефти и жидкости, на дату составления отчета, составили 1,2 т/сут и 21,9 т/сут соответственно, что намного ниже проектных значений равных 4,6 т/сут и 69,4 т/сут соответственно, обводненность продукции 94,1 % при проектной 93,3 %.

На 01.04.26 г накопленная добыча нефти, жидкости и газа отстают от проектных и составили 46,6 тыс. т, 239,6 тыс.т и 0,3 млн.м³ при проектных 84,6 тыс.т, 525,4 тыс.т, 1,9 млн.м³ соответственно.

Текущий КИН составил 11,1 %, при проектном 20,1 %, выработка 55,5 %, при проекте 99,8 %.

Таким образом основная причина недостижения накопленной добычи нефти, жидкости и газа относительно проектного является неподтверждение проектных значений по дебитам нефти и жидкости.



Таблица 3.2.4-Сопоставление основных проектных и фактических технологических показателей разработки I-му эксплуатационному объекту

№№ п/п	Показатели	Годы									
		2022		2023		2024		2025		01.04.2026	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, всего, тыс. т/год	6,1	0,8	4,3	0,8	2,8	0,6	2,0	0,9	1,2	0,2
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	34	16,9	38,3	17,7	41,1	18,3	43,1	19,1	44,2	19,3
3	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,02	0,003	0,015	0,003	0,010	0,002	0,007	0,003	0,004	0,001
4	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,114	0,054	0,129	0,056	0,139	0,058	0,146	0,061	0,150	0,062
5	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	12,6	1,7	8,8	1,6	5,8	1,2	4,1	1,8	2,4	0,3
6	Темп отбора от текущих запасов, %	29,8	2,6	29,7	2,5	27,8	1,8	27,0	2,9	21,5	0,6
7	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	70,2	34,8	79	36,9	84,9	38,0	88,9	39,8	91,3	40,1
8	Коэффициент извлечения нефти,%	15	7,5	16,9	7,8	18,1	8,0	19,0	8,4	19,5	8,5
9	Обводненность среднегодовая (по весу), %	83,7	93,5	86,7	94,6	89,4	95,3	92,8	94,5	94,2	94,4
10	Добыча жидкости, всего, тыс.т/год	37,6	12,6	32,3	14,1	26,6	11,8	27,5	15,6	19,8	2,9
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	172,1	120,3	204,4	134,4	231,0	146,2	258,4	161,8	278,3	164,7
12	Закачка воды,тыс.м ³	52,1	14,0	52,3	15,5	20,9	13,2	22,2	17,6	9,6	3,2
13	Перевод добывающих скважин с других горизонтов	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
14	Ввод проектных добывающих скважин из бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Фонд добывающих скважин на конец года	3	3	3	3	2	3	2	3	1	3
16	Ввод проектных водонагнетательных скважин переводом из других категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд нагнетательных скважин на конец года	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
18	Количество действующих добывающих скважин на конец года	3	2	3	3	2	3	2	3	1	3
19	Количество действующих нагнетательных скважин на конец года	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	Средний дебит нефти 1 действующей скважины, т/сут	5,9	1,2	4,1	0,9	4,1	1,0	2,8	1,0	3,3	0,9
21	Средний дебит жидкости 1 действующей скважины, т/сут	36,1	18,0	31	16,9	38,3	20,2	39,6	18,3	57,2	15,6
22	Средняя приемистость нагнетательной скважины, м ³ /сут	145,1	38,4	146,3	42,8	58,5	36,1	61,9	90,3	26,8	97,6
23	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,638	0,950	0,763	0,950	0,532	0,950	0,776	0,950	0,681
24	Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1



Таблица 3.2.5-Сопоставление основных проектных и фактических технологических показателей разработки II-му эксплуатационному объекту

№№ п/п	Показатели	Годы									
		2022		2023		2024		2025		01.04.2026	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, всего, тыс. т/год	1,7	0,3	2,2	0,3	1,5	0,2	1,1	0,3	0,5	0,1
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	35,1	26,4	37,4	26,7	38,9	26,9	40,0	27,3	40,4	27,3
3	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,006	0,001	0,008	0,001	0,005	0,001	0,004	0,001	0,002	0,000
4	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,108	0,077	0,116	0,078	0,121	0,079	0,125	0,080	0,127	0,081
5	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	4,7	0,89	6,10	0,83	4,20	0,59	2,90	0,94	1,30	0,18
6	Темп отбора от текущих запасов, %	57,7	3,2	100,0	3,1	-	2,3	-	3,7	-	0,8
7	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	96,6	73,35	102,70	74,18	106,90	74,77	109,80	75,71	111,00	75,90
8	Коэффициент извлечения нефти, %	18,2	13,7	19,4	13,8	20,2	13,9	20,7	14,1	20,9	14,2
9	Обводненность среднегодовая (по весу), %	94,5	93,4	93,7	94,6	94,3	95,3	96,1	94,5	89,2	93,4
10	Добыча жидкости, всего, тыс.т/год	31,2	4,9	35,4	5,5	26,7	4,5	27,4	6,2	4,2	1,2
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	153,4	57,6	188,8	63,1	215,5	67,5	242,9	73,7	247,2	74,9
12	Закачка воды,тыс.м ³	-	-	-	-	20,9	-	22,2	-	9,6	-
13	Перевод добывающих скважин с других горизонтов	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
14	Ввод проектных добывающих скважин из бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Фонд добывающих скважин на конец года	3	3	4	3	3	3	3	3	1	3
16	Ввод проектных водонагнетательных скважин переводом из других категорий	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
17	Фонд нагнетательных скважин на конец года	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0
18	Количество действующих добывающих скважин на конец года	3	2	4	3	3	3	3	3	1	3
19	Количество действующих нагнетательных скважин на конец года	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0
20	Средний дебит нефти 1 действующей скважины, т/сут	1,6	0,5	1,6	0,4	1,5	0,4	1	0,4	1,3	0,4
21	Средний дебит жидкости 1 действующей скважины, т/сут	30	7,0	25,5	6,6	25,7	7,6	26,4	7,3	12,2	6,3
22	Средняя приемистость нагнетательной скважины, м ³ /сут	0	0	0	0	58,5	0	61,9	0	26,8	0
23	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,950	0,638	0,950	0,763	0,950	0,532	0,950	0,776	0,950	0,681
24	Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1



Таблица 3.2.6-Сопоставление основных проектных и фактических технологических показателей разработки в целом по месторождению Боркылдакты

№№ п/п	Показатели	Годы									
		2022		2023		2024		2025		01.04.2026	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, всего, тыс. т/год	7,8	1,1	6,5	1,1	4,3	0,8	3	1,2	1,6	0,2
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	69,1	43,3	75,6	44,4	80	45,2	83	46,4	84,6	46,6
3	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,028	0,004	0,023	0,004	0,015	0,003	0,011	0,004	0,006	0,001
4	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,222	0,131	0,245	0,135	0,261	0,137	0,271	0,142	0,277	0,143
5	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	9,2	1,4	7,7	1,3	5,1	0,9	3,6	1,4	1,9	0,3
6	Темп отбора от текущих запасов, %	33,3	2,7	41,5	2,6	47,4	1,9	63	3,1	90,1	0,6
7	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	81,5	51	89,2	52,9	94,3	53,8	97,9	55,2	99,8	55,5
8	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	16,5	10,3	18,0	10,6	19,0	10,8	19,8	11,0	20,1	11,1
9	Обводненность среднегодовая (по весу), %	88,6	93,5	90,4	94,6	91,8	95,3	94,5	94,5	93,3	94,3
10	Добыча жидкости, всего, тыс.т/год	68,8	17,5	67,7	19,6	53,3	16,25	54,9	21,8	20,1	4,0
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	325,5	177,9	393,2	197,5	446,5	213,73	501,4	235,5	525,4	239,6
12	Закачка воды,тыс.м3	52,1	14,0	52,3	15,5	41,8	13,23	44,3	17,6	19,2	3,2
13	Перевод добывающих скважин с других горизонтов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Ввод проектных добывающих скважин из бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Фонд добывающих скважин на конец года	4	3	4	3	3	3	3	3	1	3
16	Ввод проектных водонагнетательных скважин переводом из других категорий	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
17	Фонд нагнетательных скважин на конец года	1	1	1	1	2	1	2	1	2	1
18	Количество действующих добывающих скважин на конец года	4	2	4	3	3	3	3	3	1	3
19	Количество действующих нагнетательных скважин на конец года	1	1	1	1	2	1	2	1	2	1
20	Средний дебит нефти 1 действующей скважины, т/сут	5,6	1,6	4,7	1,3	4,2	1,3	2,9	1,4	4,6	1,2
21	Средний дебит жидкости 1 действующей скважины, т/сут	49,6	25,0	48,8	23,5	51,2	27,9	52,8	25,6	69,4	21,9
22	Средняя приемистость нагнетательной скважины, м ³ /сут	145,7	38,4	146,3	42,8	58,5	36,1	61,9	90,3	26,8	97,6
23	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,638	0,95	0,763	0,95	0,532	0,95	0,776	0,95	0,681
24	Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1



3.2.2. Анализ выработки запасов нефти из пластов

Согласно рекомендациям «Методические указания...» (12), состояние выработанности запасов нефти дифференцировано по участкам, блокам, пластам и продуктивным горизонтам проводится на II-IV стадиях разработки месторождения. Как известно, месторождение в настоящее время находится на III-й стадии, которая характеризуется падением добычи нефти и ростом обводненности продукции.

По состоянию на 01.04.2026 г. из месторождения Боркылдакты было отобрано 46,6 тыс.т нефти, при этом текущая нефтеотдача достигла всего 11,1 %. Степень выработанности утвержденных извлекаемых запасов нефти составила 55,5, при текущей среднегодовой обводненности добываемой продукции 94,1 %.

Для анализа состояния разработки и эффективного регулирования процесса разработки большое значение имеет наличие информации о характере и степени выработки продуктивных пластов.

С помощью характеристик вытеснения были определены вовлеченные и остаточные запасы по объектам разработки (рисунки 3.2.8-3.2.9, таблица 3.2.7). Для оценки объемов вовлеченных в разработку запасов нефти были использованы 6 характеристик вытеснения по методам Назаров С.Н.-Сипачев Н.В., Максимов М.И., Сазонов Б.Ф., Камбаров Г.С., Сипачев Н.В.-Посевич А.Г., Пирвердян А.М.



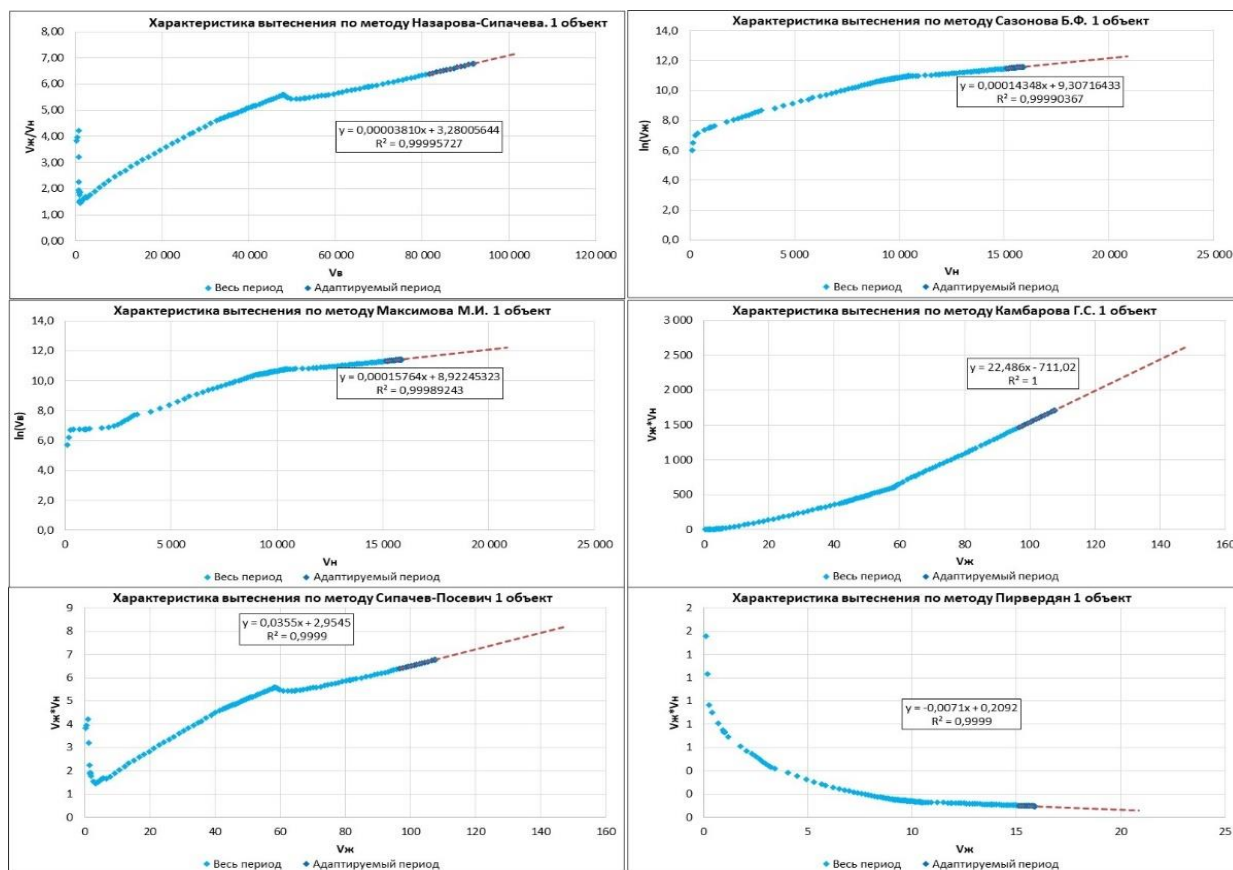


Рисунок 3.2.8-Характеристики вытеснения по I объекту разработки

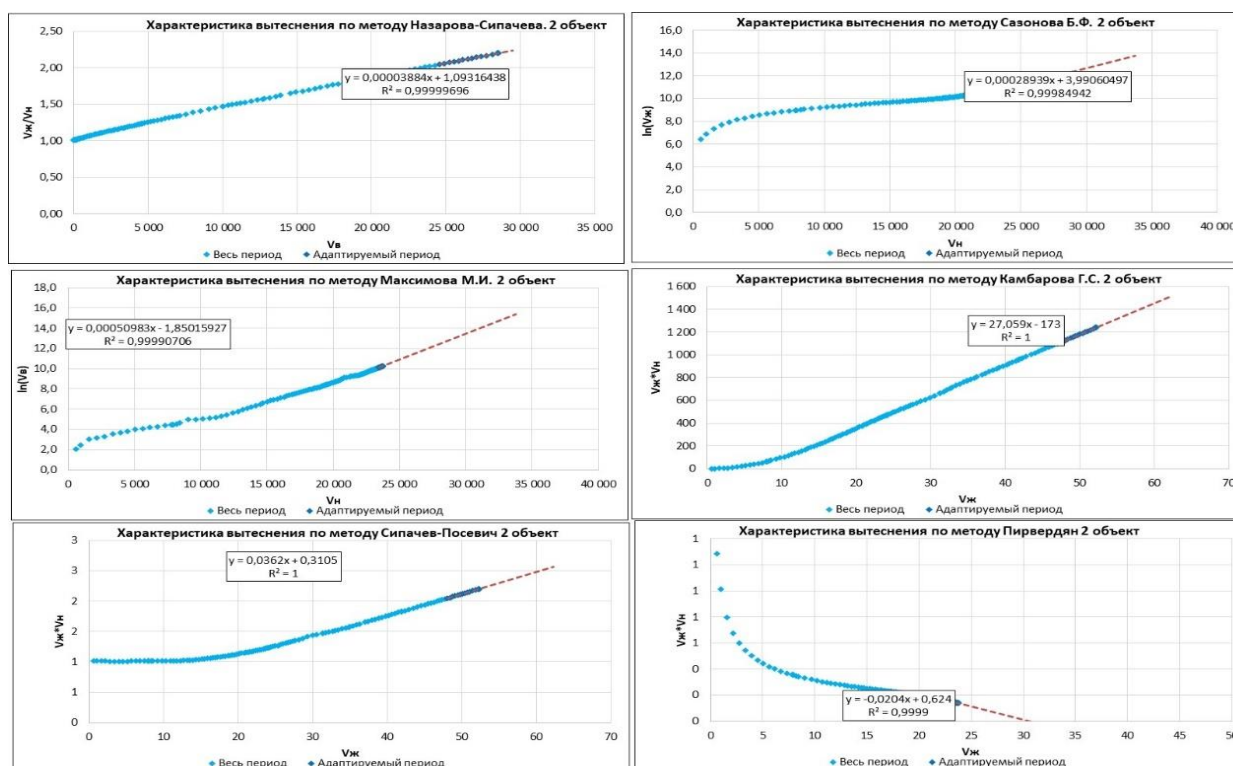


Рисунок 3.2.9-Характеристики вытеснения по II объекту разработки



Таблица 3.2.7-Состояние выработанности запасов нефти

Параметры	Эксплуатационные объекты		Всего по месторождению
	I	II	
Запасы нефти, тыс.т			
Геологические, тыс. тонн	227	193	420
Извлекаемые, тыс. тонн	48	36	84
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	19,27	27,32	46,6
Отбор от НИЗ, %	40,1	75,9	55,5
Обводненность, %	94,0	93,4	94,1
Остаточные извлекаемые	28,7	8,7	37,4
Вовлеченные	23	27	50
Назаров С.Н.-Сипачев Н.В.	21	25	45
Максимов М.И.	24	26	50
Сазонов Б.Ф.	24	28	52
Камбаров Г.С.	22	27	50
Сипачев-Посевич	28	28	56
Пирвердян	20	26	46
КИН, доли ед.			
Утвержденный	0,211	0,187	0,200
Текущий	0,085	0,142	0,111
Потенциальный при вовлеченных запасах	0,102	0,137	0,118

3.2.3. Анализ эффективности реализуемой системы разработки

По состоянию на 01.03.2026 г. в пределах месторождения Боркылдакты пробуренный фонд составляет всего 4 скважины, в т.ч.: 3 добывающих (БОР-1, БОР-3, БОР-4) и 1 нагнетательная (БОР-2). Все скважины действующие. Добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом, с использованием винтовых насосов (ВШНУ) (таблица 3.2.7).

За после-проектный период на месторождении скважины не были пробурены (БОР-5).

На 01.04.26 г накопленная добыча нефти, жидкости и газа отстают от проектных и составили 46,6 тыс. т, 239,6 тыс.т и 0,3 млн.м³ при проектных 84,6 тыс.т, 525,4 тыс.т, 1,9 млн.м³ соответственно. Текущий КИН составил 11,1 %, при проектном 20,1%, выработка 55,5 %, при проекте 99,8 %.

Как известно, месторождение относится к низкодебитным и небольшим по запасам. Основная причина недостижения накопленной добычи нефти, жидкости и газа относительно проектного является неподтверждение проектных значений по дебитам нефти и жидкости

Не осуществлен перевод под нагнетание скважины БОР-1.

В рамках настоящего дополнения к основному проектному документу на промышленную разработку месторождения Боркылдакты (7), предусмотрено продолжение реализации рекомендованных проектных решений.



В рамках рекомендуемого варианта разработки предусмотрены геолого-технические мероприятия по регулированию процесса разработки, направленные на рациональное использование недр и достижение утвержденных коэффициентов извлечения нефти:

- ввод из бурения проектной наклонно-направленной добывающей скважины БОР-5;
- самостоятельная эксплуатация выделенных объектов разработки, путем разукрупнения объектов в скважинах (изоляция интервалов перфорации);
- переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие.



3.3. Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

В основу расчетных геолого-физических моделей продуктивных горизонтов, принятых для расчета прогнозных технологических показателей разработки легли материалы, полученные по триасовому комплексу месторождения Боркылдакты на дату составления настоящего отчета.

Согласно расчетной модели, каждый продуктивный горизонт (залежь) представлен набором пластов-коллекторов, выделенных по результатам переинтерпретации материалов ГИС, которые, в свою очередь, характеризуются прерывистостью по латерали и расчлененностью по разрезу. Причем каждый обособленный пласт-коллектор характеризуется фильтрационно-емкостными (толщина, коэффициенты пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и т.д.), продуктивными (коэффициент продуктивности) и термобарическими (пластовые давление и температура) свойствами, которые отличаются между собой от скважины к скважине. В конечном итоге, каждый продуктивный горизонт представляется в виде латерально- и послойно неоднородной по коллекторским свойствам модели.

Изменение коллекторских свойств по латерали и вертикали количественно характеризуются квадратами коэффициента вариации, соответственно зональной (V_z^2) и послойной (V_p^2) неоднородностями, которые в последствии, с учетом выбранной системы размещения добывающих и нагнетательных скважин преобразуются в общую расчетную неоднородность (V_p^2).

Расчетная неоднородность (V_p^2) была рассчитана по известным фактическим данным обводнения скважин (13): сначала определены по скважинам накопленная безводная (до 10 %) добыча нефти и потенциально возможная накопленная добыча нефти по характеристике вытеснения Камбарова, результаты которых представлены в таблице 3.3.1 и рисунках 3.3.1-3.3.6.

Таблица 3.3.1-Определение расчетной неоднородности по скважинам и объектам

Скважина	Объект	Накопленная добыча нефти, тыс.т		Соотношение накопленной добычи, д.ед.	Расчетная неоднородность (V^2), д.ед.
		безводная (до 10 %)	потенциально возможная		
БОР-1	I	0,733	7,348	0,100	0,513
БОР-3	I	0,000	6,850	0,000	0,792
БОР-4	I	0,000	0,364	0,000	0,792
Средняя по объекту:					0,699
БОР-1	II	0,000	2,058	0,000	0,792
БОР-3	II	11,508	24,924	0,462	0,126
БОР-4	II	1,323	1,806	0,733	0,017
Средняя по объекту:					0,311



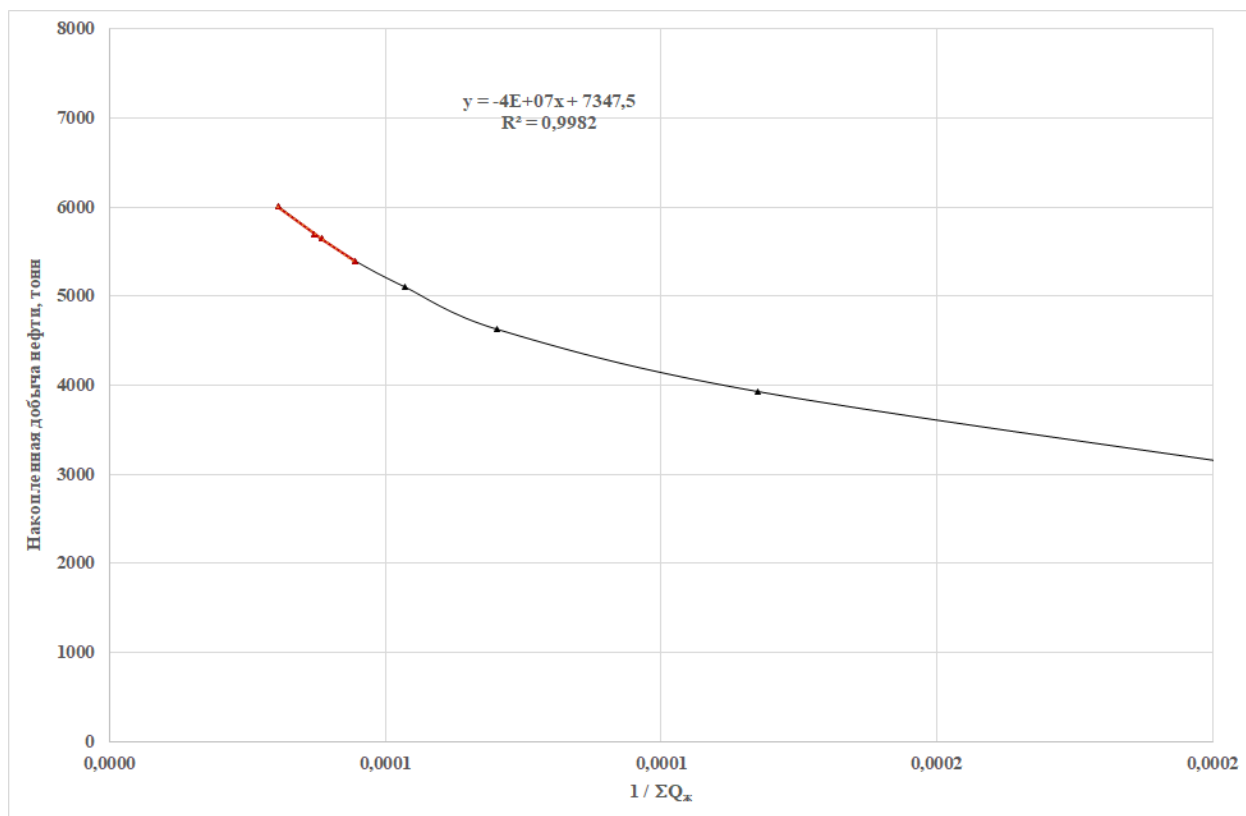


Рисунок 3.3.1-Определение потенциально возможной накопленной добычи нефти по характеристике вытеснения Камбарова. Скважина БОР-1. Объект I

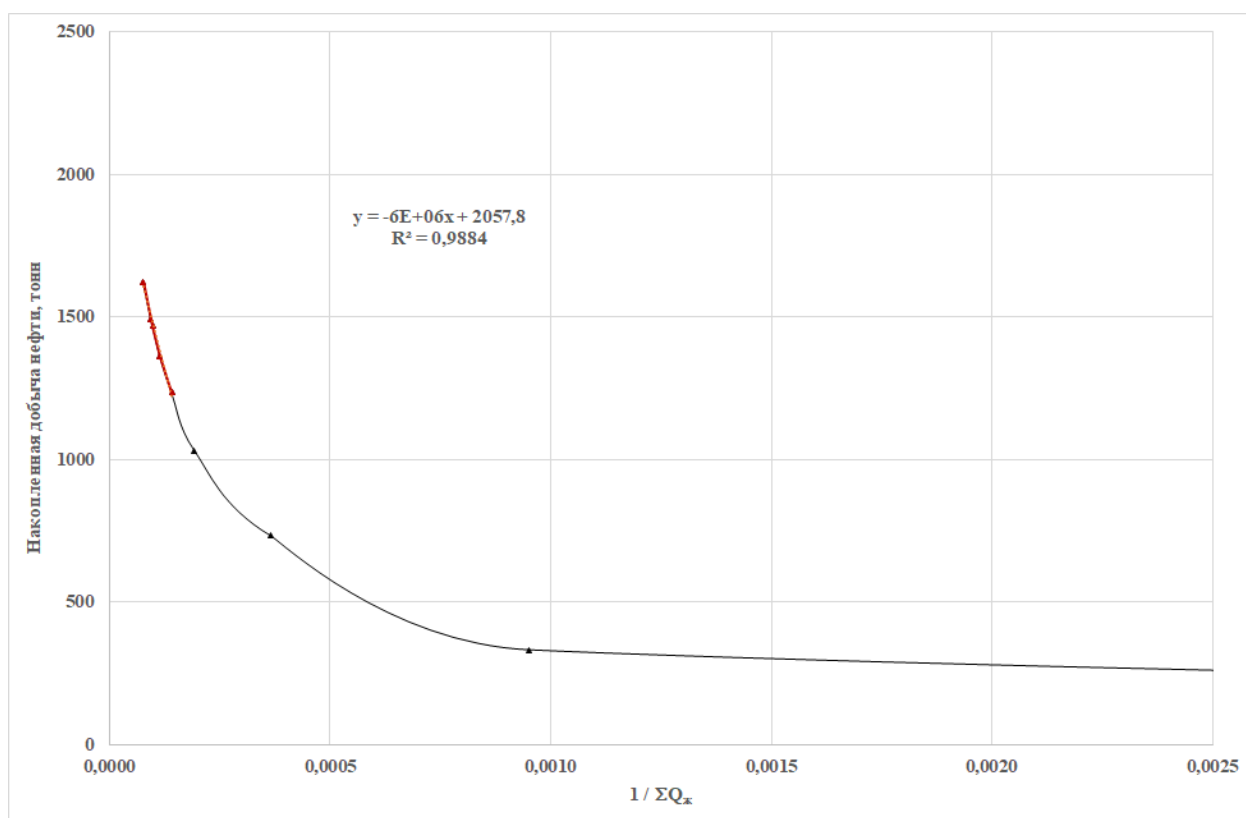


Рисунок 3.3.2-Определение потенциально возможной накопленной добычи нефти по характеристике вытеснения Камбарова. Скважина БОР-1. Объект II



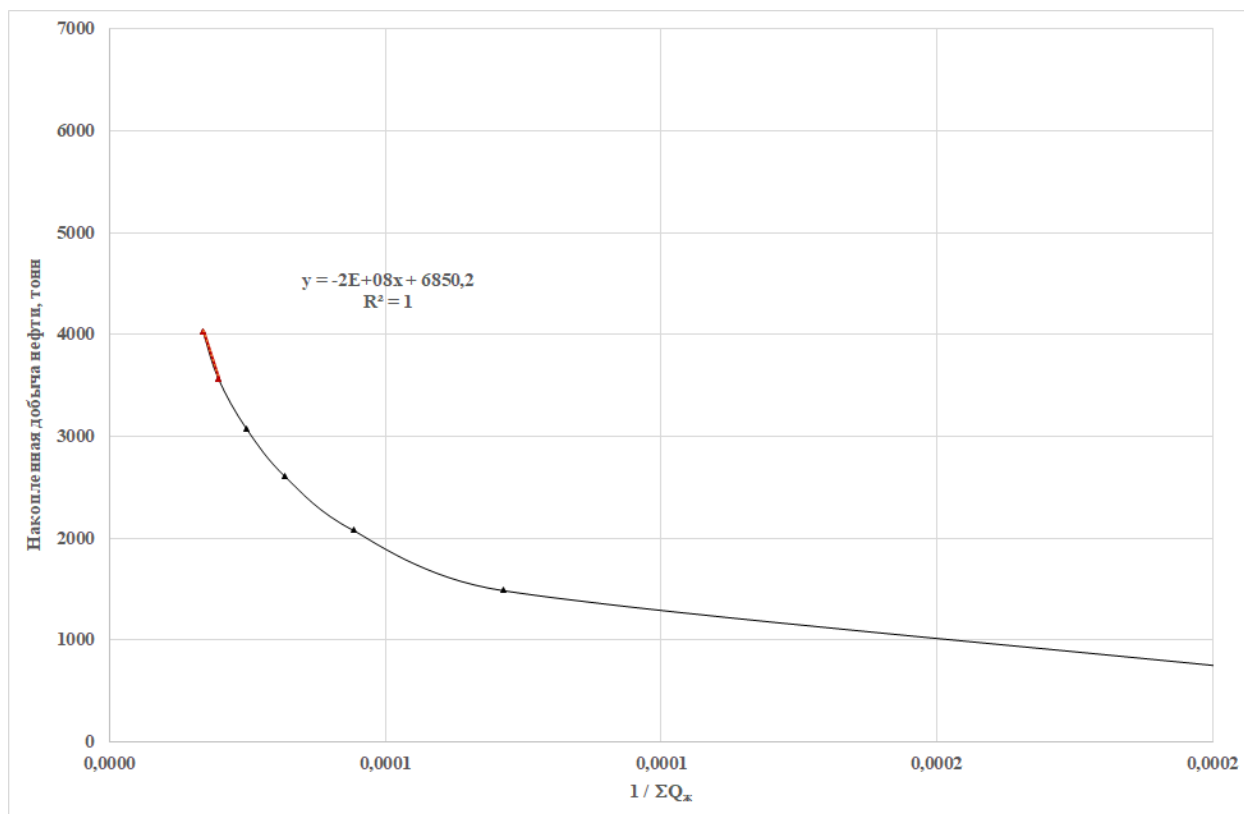


Рисунок 3.3.3-Определение потенциально возможной накопленной добычи нефти по характеристике вытеснения Камбарова. Скважина БОР-3. Объект I

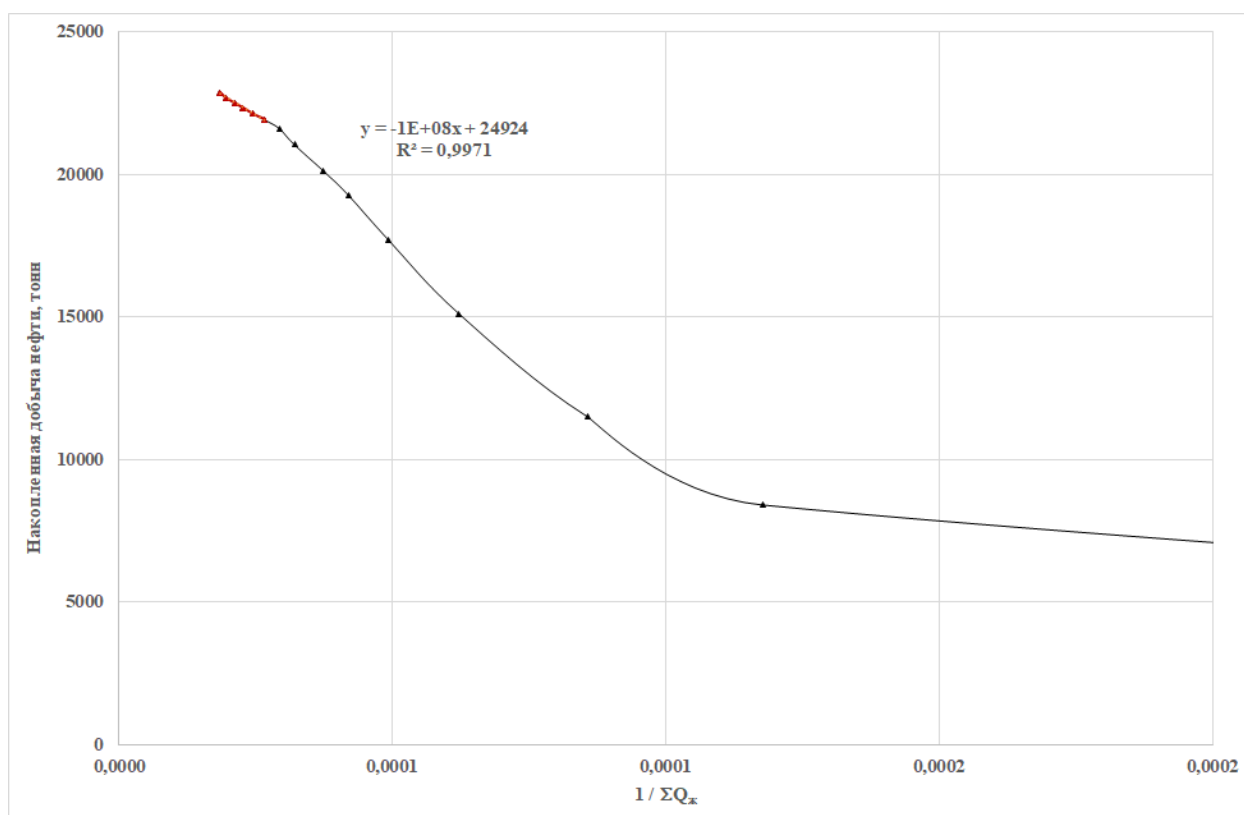


Рисунок 3.3.4-Определение потенциально возможной накопленной добычи нефти по характеристике вытеснения Камбарова. Скважина БОР-3. Объект II



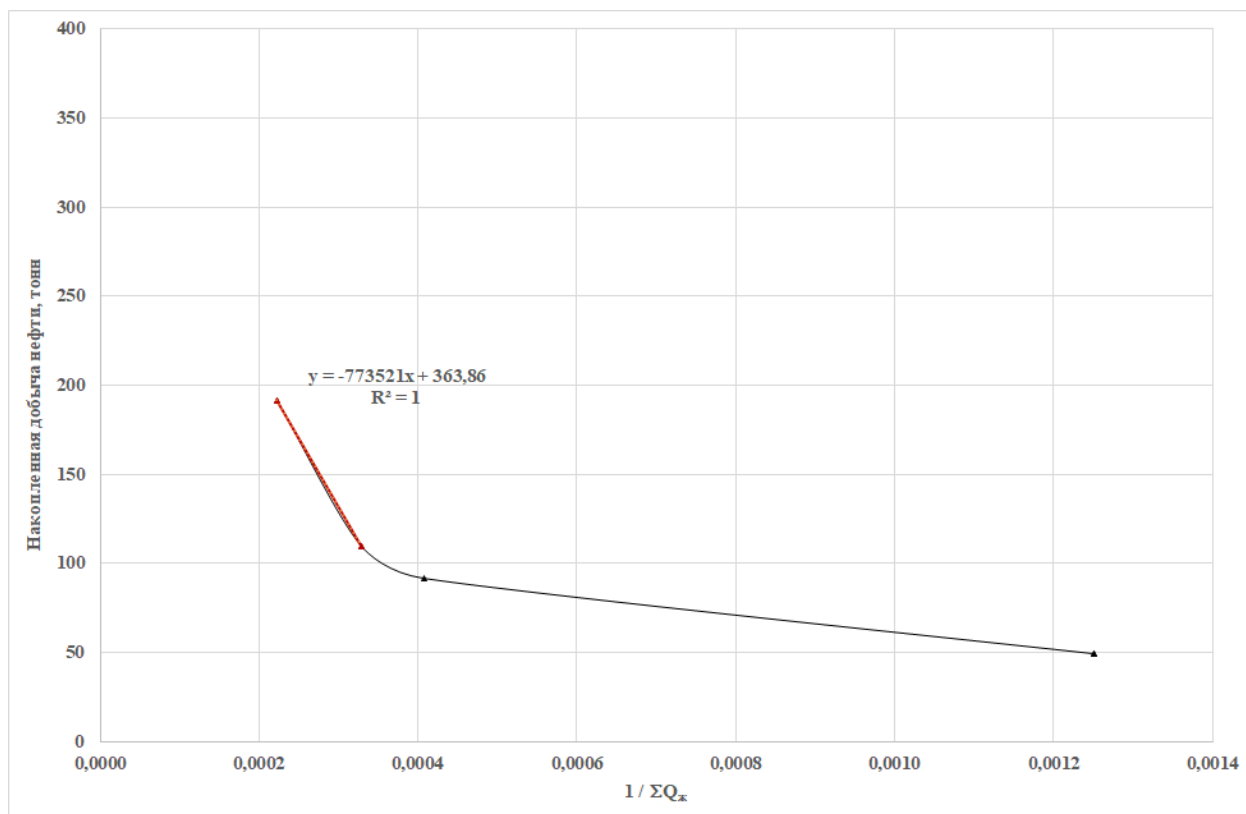


Рисунок 3.3.5-Определение потенциально возможной накопленной добычи нефти по характеристике вытеснения Камбарова. Скважина БОР-4. Объект I

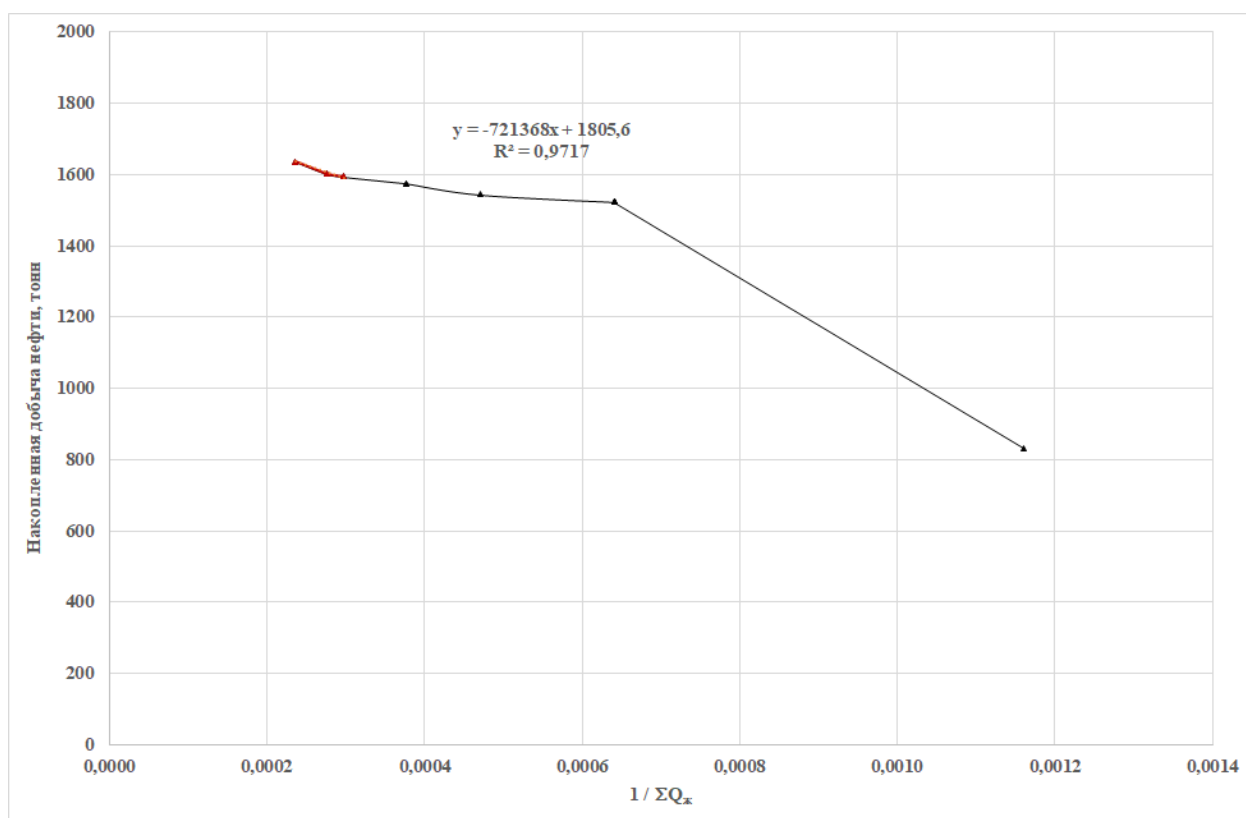


Рисунок 3.3.6-Определение потенциально возможной накопленной добычи нефти по характеристике вытеснения Камбарова. Скважина БОР-4. Объект II



Прерывистость пластов-коллекторов в пределах продуктивных частей характеризуют построенные геолого-статистические разрезы (ГСР). ГСР характеризует расчлененность по разрезу и распространение коллекторов по латерали. Для построения ГСР использовалась база данных по результатам интерпретации материалов геофизических исследований скважин (РИГИС). При построении ГСР, выбор общего количества слоев по вертикали каждой рассматриваемой модели объекта исходил из общей толщины продуктивного объекта и минимальной общей толщины отдельно взятого пласта-коллектора.

Итак, каждый горизонт был разбит по вертикали таким образом, чтобы каждый слой имел толщину не более 0,20 м. Результаты построения ГСР по залежам, составляющие эксплуатационные объекты, представлены на рисунках 3.3.7-3.3.9.

Площадь продуктивной части каждой залежи занятая неколлектором определялась с использованием ГСР, путем осреднения величины доли неколлектора каждого обособленного слоя (W_i) в пределах каждой рассматриваемой залежи.

Для определения параметра d – линейного размера зоны (шага хаотической изменчивости коллекторских свойств пластов-коллекторов) требуется достаточно много пар значений (пар соседних скважин), расстояние между которыми различное. Исходя из небольшого количества пробуренных скважин на месторождении Боркылдакты, параметр принят равным $d = 0,35$ км. Отметим, что данный параметр по многим крупным месторождениям, где пробурено большое количество скважин, изменяется в пределах 0,35-0,40 км и несильно влияет на коэффициент охвата сеткой скважин.



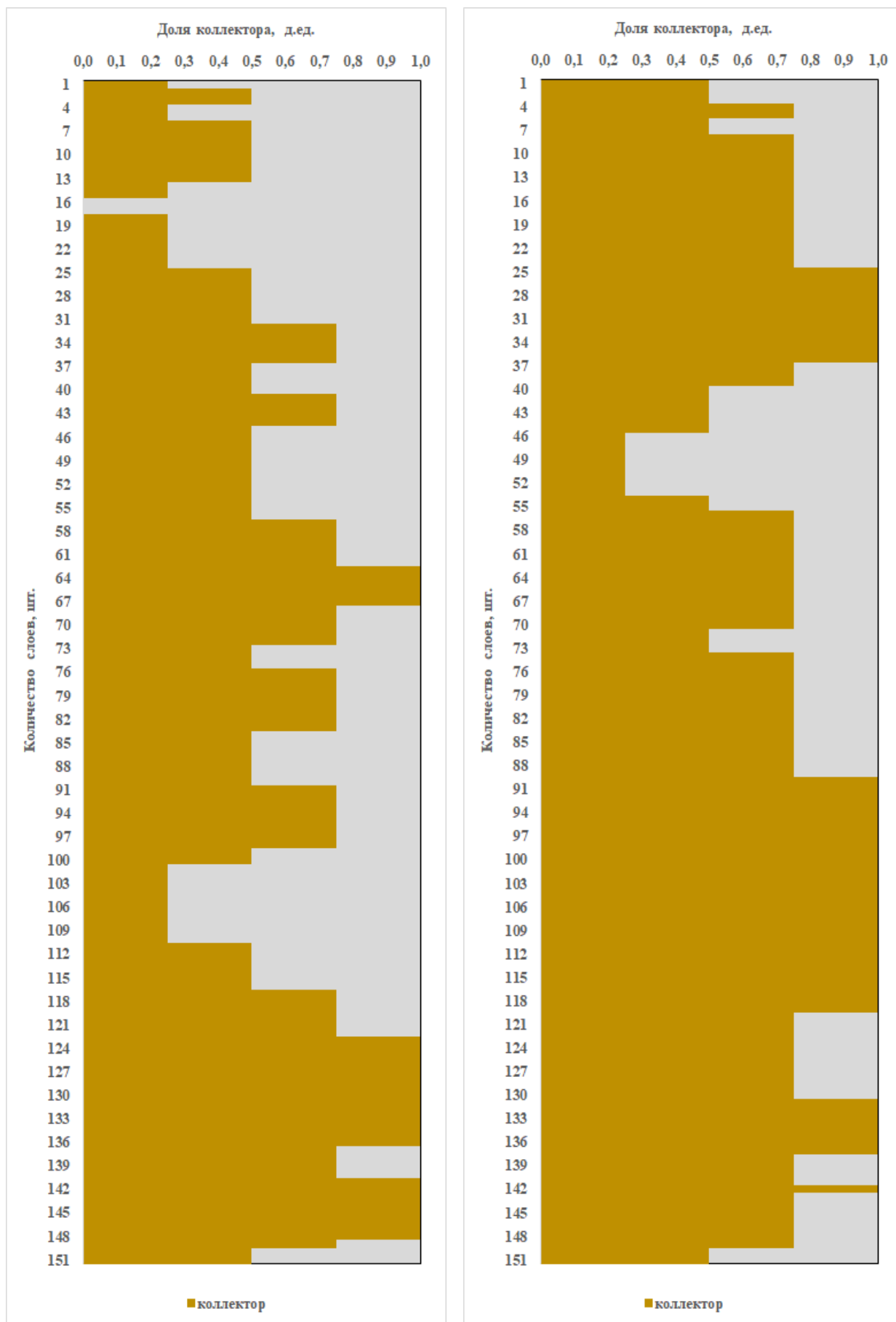


Рисунок 3.3.7-Геолого-статистические разрезы по горизонтам Т-I (слева) и Т-II (справа)



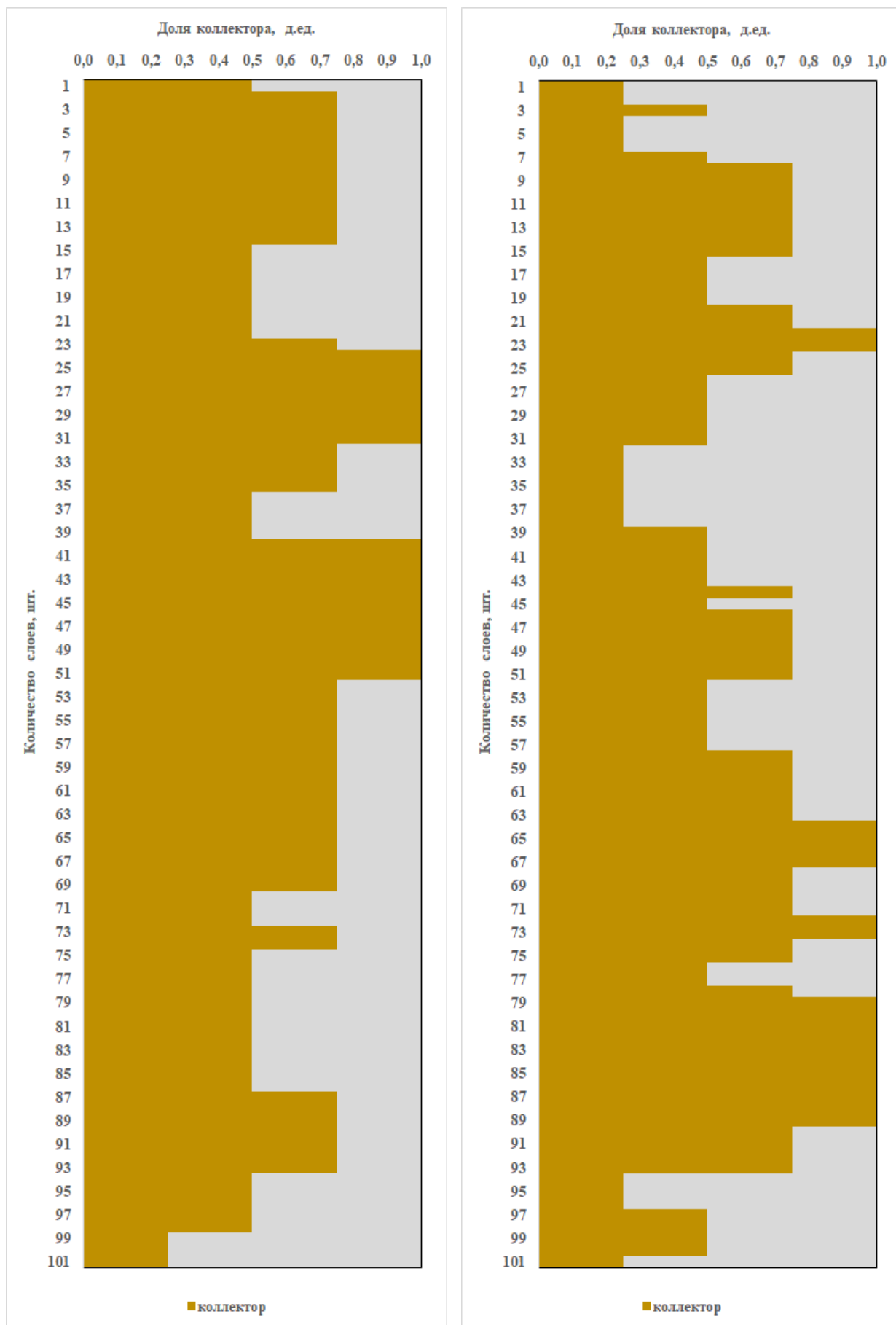


Рисунок 3.3.8-Геолого-статистические разрезы по горизонтам Т-III (слева) и Т-IVa (справа)





Рисунок 3.3.9-Геолого-статистические разрезы по горизонтам T-V (слева) и T-VI (справа)



Коэффициент вытеснения на керне месторождения Боркылдакты не определялся, ввиду чего для определения этого коэффициента использовались результаты специального исследования керна триасовых отложений, отобранных из скважин САГЗ-5 и САГЗ-10 месторождения Сагиз Западный, по определению фазовых проницаемостей.

Результаты представлены в таблице 3.3.2 и рисунке 3.3.10. Как видно из представленных таблицы и рисунка, коэффициенты остаточной нефтенасыщенности триасовых отложений изменяются в пределах 0,158-0,210 д.ед., а коэффициенты вытеснения нефти водой 0,697-0,784 д.ед., составляя в среднем 0,753 д.ед. для горизонта Т-II и горизонта Т-III – 0,739 д.ед.

Таблица 3.3.2-Результаты специальных исследований керна по определению относительных фазовых проницаемостей триасовых отложений месторождения Сагиз Западный

Скважина	Горизонт	Номер образца	Коэффициенты, д.ед.		
			начальной нефтенасыщенности	остаточной нефтенасыщенности	вытеснения
САГЗ-5	Т-III	2	0,630	0,191	0,697
САГЗ-5	Т-III	27ds	0,751	0,164	0,782
Среднее значение по горизонту Т-III:					0,739
САГЗ-10	Т-II	8ds	0,750	0,210	0,720
САГЗ-10	Т-II	23ds	0,730	0,158	0,784
САГЗ-10	Т-II	8	0,846	0,206	0,757
САГЗ-10	Т-II	9	0,831	0,206	0,752
Среднее значение по горизонту Т-II:					0,753

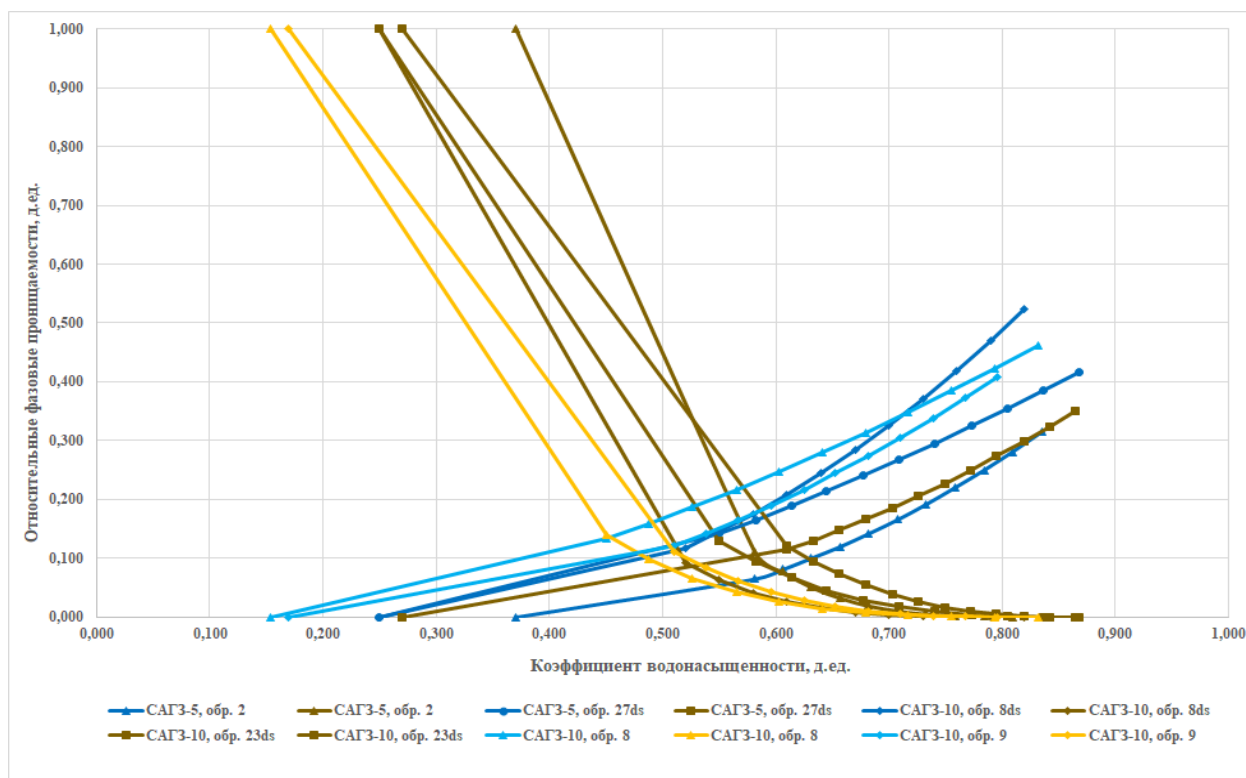


Рисунок 3.3.10-Относительные фазовые проницаемости для нефти и воды триасовых отложений месторождения Сагиз Западный



3.3.2. Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

В настоящее время, как известно из предыдущих разделов, в промышленной разработке пребывают 2 эксплуатационных объекта (таблица 3.3.3), которые эксплуатируются добывающими скважинами БОР-1, БОР-3 и БОР-4, а также нагнетательной скважиной БОР-2.

Таблица 3.3.3-Действующие интервалы перфорации скважин

Горизонт	Объект	Скважины			
		БОР-1	БОР-2	БОР-3	БОР-4
T-I	I	+		+	+
T-II			+	+	+
T-III				+	
T-IV	II	+			
T-V				+	+
T-VI					

Адаптация (идентификация) параметров моделей производилась по результатам предыдущего периода разработки эксплуатационных объектов, с учетом уравнения добычи, которая представлена ниже:

$$q_0 = q^{(t)} * [1 - \left(\frac{Q_{(t)}}{Q_0}\right)]$$

где $q^{(t)}$ – годовой отбор нефти, тыс.т;

q_0 – амплитудный дебит объекта, тыс.т;

$Q_{(t)}$ – суммарные отборы нефти на середину года, тыс.т;

Q_0 – фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т.

После идентификации параметров по изложенным формулам, 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.

В вышеприведенном уравнении добычи нефти, в качестве извлекаемых запасов использованы запасы, которые были приняты утверждены в рамках ТЭО КИН подсчета запасов (3) и утверждены ГКЗ Республики Казахстан.



3.4. Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1. Обоснование выделения эксплуатационных объектов

Как известно, на месторождении Боркылдакты по материалам отчета по подсчету запасов УВС (3), установлена продуктивность триасовых горизонтов – Т-I, Т-II, Т-III, Т-IVa, Т-V и Т-VI.

Размеры установленных продуктивных горизонтов небольшие, подсчитанные и учтенные Государственным балансом запасов полезных ископаемых Республики Казахстан запасы нефти в целом по месторождению Боркылдакты составляют всего: геологические/извлекаемые – 420 тыс.т / 84 тыс.т.

Запасы нефти всех установленных на месторождении продуктивных горизонтов оценены по промышленной категории C_1 и в промышленной разработке месторождение Боркылдакты находится с июля 2013 г.

Всеми ранее составленными и согласованными ЦКРР проектными документами на промышленную разработку месторождения Боркылдакты предусматривалось выделение двух самостоятельных эксплуатационных объектов, которые, в рамках настоящего дополнения к действующему основному проектному документу на разработку месторождения (7), не претерпело изменений и выглядит следующим образом:

- **I-й объект** – продуктивные горизонты Т-I + Т-II + Т-III;
- **II-й объект** – продуктивные горизонты Т-IVa + Т-V + Т-VI.

В таблице 3.4.1 представлены исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов, а на рисунке 3.4.1 – распределение начальных извлекаемых запасов нефти по горизонтам и объектам эксплуатации.

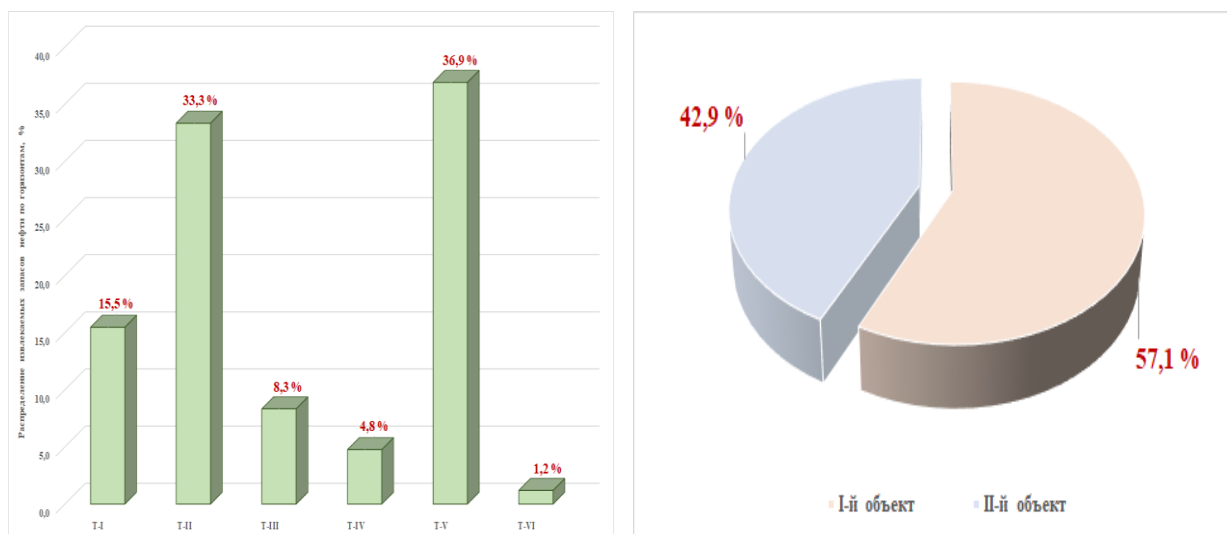


Рисунок 3.4.1-Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по горизонтам (слева) и эксплуатационным объектам (справа)



Таблица 3.4.1-Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

№№ п/п	Наименование	Эксплуатационные объекты	
		I	II
1	Средняя глубина залегания (абс. отм.), м	-1403	-1506
2	Тип коллектора	Терригенные, поровые	
3	Площадь нефтеносности (категория C ₁), тыс. м ²	259	288
4	Средняя толщина эффективная, м	39,0	61,3
5	Средняя толщина нефтенасыщенная, м	13,8	17,1
6	Пористость по ГИС, доли ед.	0,223	0,213
7	Пористость по керну, доли ед.	0,220	0,227
8	Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,587	0,607
9	Проницаемость по керну, мД	70,0	193,0
10	Коэффициент песчаности, доли ед.	0,564	0,377
11	Коэффициент расчлененности, доли ед.	11,0	10,6
12	Начальное пластовое давление, МПа	15,5-15,9	16,1-17,4
13	Текущее пластовое давление, МПа	9,8	12,2
14	Начальная пластовая температура, °С	49,0	54,0
15	Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,858	0,829
16	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	15,0	5,9
17	Давление насыщения нефти газом, МПа	0,8	1,3
18	Относительная плотность газа по воздуху, д.ед.	1,079	1,021
19	Плотность газа, кг/м ³	1,300	1,230
20	Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,170	1,157
21	Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,5	0,5
22	Газосодержание нефти, м ³ /т	3,2	3,4
23	Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,016	1,038
24	Плотность нефти в стандартных условиях, г/см ³	0,8693	0,8434
25	Вязкость нефти в стандартных условиях, мПа*с	76,1	27,4
26	Содержание серы в нефти, %	0,16	0,10
27	Содержание парафина в нефти, %	4,43	4,53
28	Начальный коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	2,22	1,15
29	Начальные геологические запасы нефти (категория C ₁), тыс. т	227	193
30	Начальные извлекаемые запасы нефти (категория C ₁), тыс. т	48	36
31	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,211	0,187

3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Учитывая текущую стадию разработки и степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти, а также согласно п. 12 «Методические рекомендации...» (12), в рамках настоящего дополнения к действующему и основному проектному документу на разработку месторождения Боркылдакты (7) рассмотрены два варианта, которые отличаются между собой реализацией геолого-технических мероприятий по регулированию процесса разработки.

Ниже приведено краткое описание рассмотренных вариантов разработки месторождения Боркылдакты.

Вариант 1 (базовый). В варианте предусмотрено продолжение разработки месторождения при сложившейся системе разработки, без дополнительного ввода скважин из бурения.



В добывающей скважине БОР-3 предусматривается проведение подземного ремонта скважины (ПРС) по замене насоса в середине 2026 г.

Фонд скважин составит 4 ед., из которых: 3 ед. – добывающие и 1 ед. – нагнетательная.

Вариант 2 (рекомендуемый). В рассматриваемом варианте предусматривается дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения проектной добывающей наклонно-направленной скважины БОР-5 в середине 2028 г. Вместе с тем, в варианте разработки предусматривается самостоятельная эксплуатация выделенных объектов разработки, путем разукрупнения объектов в скважинах (изоляция интервалов перфорации), а также переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие.

Рассмотрим подробнее рекомендуемые геолого-технические мероприятия по регулированию процесса разработки.

В середине 2026 г. предусматривается изоляция действующих интервалов перфорации I-го эксплуатационного объекта в добывающих скважинах БОР-1, БОР-3 (ПРС по смене насоса) и БОР-4 и самостоятельное тестирование интервалов перфорации II-го объекта (Т-V горизонта), с последующим возвратом на I-й эксплуатационный объект (с изоляцией интервалов II-го объекта) скважин БОР-1 и БОР-4 в начале 2027 г. и скважины БОР-3 – начале 2028 г.

В середине 2028 г. предусматривается дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения проектной добывающей наклонно-направленной скважины БОР-5 на II-й эксплуатационный объект (Т-V горизонт), с последующим возвратом скважины БОР-5 на I-й эксплуатационный объект (с изоляцией интервалов II-го объекта) в начале 2035 г. На время эксплуатации (выработки запасов нефти) скважины БОР-5 на II-м объекте, в период 2028-2034 гг., предусматривается дополнительное приобщение интервала II-го объекта в нагнетательной скважине БОР-2.

Фонд скважин составит 5 ед., из которых: 4 ед. – добывающие и 1 ед. – нагнетательная.

В таблице 3.4.2 представлены рекомендуемые геолого-технические мероприятия по регулированию процесса разработки, а в таблице 3.4.3 – основные характеристики рассмотренных вариантов разработки.

На графическом приложении 12 представлены схемы размещения пробуренных и проектных скважин по эксплуатационным объектам месторождения Боркылдакты.



Таблица 3.4.2-Планируемые геолого-технические мероприятия по регулированию процесса разработки по 2-му рекомендуемому варианту

Скважина	Объект	Период	Ожидаемый дебит нефти, т/сут	Отработанное время, сут	Примечание
БОР-1	I	I-е полугодие 2026 г.	1,06	172	В эксплуатации
БОР-1	II	I-е полугодие 2026 г.	0,45	172	В эксплуатации
БОР-1	II	II-е полугодие 2026 г.	2,00	165	Тестирование II-го эксплуатационного объекта (Т-V горизонта), с изоляцией интервалов перфорации I-го эксплуатационного объекта
БОР-1	II	2027 г.	2,12	347	Возврат на I-й эксплуатационный объект, с изоляцией интервалов перфорации II-го эксплуатационного объекта
БОР-2	I	II-е полугодие 2028 г.	-	175	Приобщение II-го объекта и совместная эксплуатация с I-м объектом
БОР-2	II	2035 г.	-	-	Изоляция II-го объекта
БОР-3	I	I-е полугодие 2026 г.	0,69	167	В эксплуатации
БОР-3	II	I-е полугодие 2026 г.	0,26	167	В эксплуатации
БОР-3	II	II-е полугодие 2026 г.	-	-	Смена насоса
БОР-3	II	II-е полугодие 2026 г.	2,00	170	Тестирование II-го эксплуатационного объекта (Т-V горизонта), с изоляцией интервалов перфорации I-го эксплуатационного объекта
БОР-3	II	2027 г.	2,00	338	Эксплуатация II-го эксплуатационного объекта (Т-V горизонта)
БОР-3	II	2028 г.	1,40	339	Возврат на I-й эксплуатационный объект, с изоляцией интервалов перфорации II-го эксплуатационного объекта
БОР-4	I	I-е полугодие 2026 г.	0,93	130	В эксплуатации
БОР-4	II	I-е полугодие 2026 г.	0,40	130	В эксплуатации
БОР-4	II	II-е полугодие 2026 г.	1,00	169	Тестирование Т-V горизонта
БОР-4	II	2027 г.	1,86	263	Возврат на I-й эксплуатационный объект, с изоляцией интервалов перфорации II-го эксплуатационного объекта
БОР-5	II	II-е полугодие 2028 г.	7,00	169	Ввод в эксплуатацию из бурения
БОР-5	I	2035 г.	5,00	337	Возврат на I-й эксплуатационный объект, с изоляцией интервалов перфорации II-го эксплуатационного объекта



Таблица 3.4.3-Основные исходные характеристики рассмотренных вариантов разработки по эксплуатационным объектам

Характеристики	Варианты			
	1		2	
	Эксплуатационные объекты			
	I	II	I	II
Режим эксплуатации	Упруговодо-напорный	Естественное истощение пластовой энергии	Упруговодонапорный	
Система размещения скважин	Сложившаяся система размещения скважин		Избирательное, с учетом сложившейся системы размещения скважин	
Система заводнения	Избирательная	-	Избирательная	
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	-	-	-	1
Общее проектное количество скважин:				
- добывающих	3	3	4	1
- нагнетательных	1	-	1	1
Соотношение добывающих и нагнетательных скважин, д.ед.	3 / 1	-	3 / 1	1 / 1
Перевод добывающих скважин на нижезалегающий объект, ед.	-	-	3	-
Возврат добывающих скважин на вышезалегающий объект, ед.	-	-	-	4
Приобщение интервала нижезалегающего объекта в нагнетательной скважине, ед.	-	-	-	1
Плотность сетки скважин, тыс. м ² /скв.	64,8	96,0	54,8	144,0
Коэффициент вытеснения, д.ед.	0,748*	0,748*	0,748*	0,748*
Режим работы скважин:				
- добывающих	$P_z => P_{нас}$			
- нагнетательных	$P_v = 7,5-9,0 \text{ МПа}$			
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,72-0,95			
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, д.ед.	0,95			
Проектный уровень добычи нефти, тыс. т	0,981	0,391	2,407	1,927
Проектный уровень добычи жидкости, тыс. т	17,7	7,1	75,1	18,5
Проектный уровень закачки воды, тыс. м ³	20,1	-	62,1	6,9
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %	129	-	96	93
Максимальный газовый фактор, м ³ /т	3,6	3,6	3,6	3,6
Максимальное отношение пластового к давлению насыщения, д.ед.	1,13	1,08	1,13	1,08
Максимальное отношение пластового к забойному давлению, д.ед.	1,13	1,08	1,13	1,08
Максимальное отношение забойного к давлению насыщения, д.ед.	1,00	1,00	1,00	1,00

Примечание: * - по аналогии с месторождением Сагиз Западный



3.4.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Во всех рассмотренных вариантах разработки месторождения Боркылдакты предусматривается продолжение закачки попутно добываемой воды в продуктивные пласты эксплуатационных объектов через нагнетательную скважину БОР-2, как и было предусмотрено в рамках действующего проектного документа на разработку месторождения (7).

Основными техническими требованиями к рабочему агенту (попутно-добываемая вода и другие) для заводнения являются: сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин; предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями; предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин; предупреждение жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

Требования к качеству воды согласно номенклатуре показателей по СТ РК 1662-2007 должны отвечать следующим условиям:

- *Водородный показатель (рН) должен равняться примерно 7, что соответствует наименьшей коррозионной активности воды.*
- *Содержание гидрокарбонат-иона. Не более 5 мг/моль*л.*
- *Содержание кальций-иона. Не нормируется.*
- *Содержание хлор-иона. Не нормируется.*
- *Содержание сульфат-иона. Не нормируется.*
- *Жесткость карбонатная. Не более 5 мг/моль*л.*
- *Показатель стабильности воды. Должна быть стабильной.*
- *Набухаемость пластовых глин. Вода не должна приводить к набуханию пластовых глин основных продуктивных горизонтов.*
- *Совместимость. Вода, выбранная для нагнетания в продуктивный пласт, должна быть совместима с пластовой водой и породой продуктивного коллектора.*
- *Емкостная характеристика. Уменьшение пористости поровых коллекторов продуктивного пласта в результате закачки воды не должно превышать 0,3 % в течение года. Уменьшение пористости в больших пределах может привести к ухудшению фильтрационной характеристики продуктивного коллектора.*
- *Коррозионная активность. Вода должна быть не коррозионно активной. При высокой коррозионной активности необходимо применять меры по защите оборудования.*
- *Содержание растворенного кислорода. Не более 0,02-0,05 мг/л. В*



некоторых случаях 1 мг/л.

- *Содержание двуокиси углерода. Ограничивается в соответствии с требованием к коррозионной активности воды.*
- *Содержание сероводорода. Должен отсутствовать.*
- *Содержание механических примесей. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной неоднородности. Содержание механических примесей в воде после высушивания при 105 °С и в пробе после прокаливания при 600 °С должно быть одинаковым.*
- *Содержание в воде нефти. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной трещиноватости.*
- *Присутствие сульфатовосстанавливающих бактерий. Должны отсутствовать. Показатель не нормируется при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород.*
- *Содержание иона-железа. Содержание иона окисного железа должно быть не более 1 мг/л. При заводнении продуктивных пластов, воды которых содержат сероводород, ионы железа должны отсутствовать.*

3.4.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки месторождения

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

Технологические показатели разработки месторождения зависят от фильтрационно-емкостных характеристик пластов-коллекторов, технологии и системы воздействия на продуктивные пласты.

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки, как было выше рассмотрено, положена схема слоисто - и зонально-неоднородного пласта.

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

Для совокупности элементов залежи использованы формулы динамики основных технологических показателей. Расчеты технологических показателей разработки выполнены с применением методики, изложенной в работах Лысенко В.Д. и выполнены с применением специального программного комплекса для расчета технологических показателей разработки.



Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном ее совершенствовании. Методика имеет блочное строение формул, что дает возможность описать гидродинамическую характеристику пласта с различной степенью детальности, в зависимости от поставленных задач и объема исходной информации. Методика позволяет построить адекватную характеристику по ограниченной (представительной) выборке фактических данных, не требуя по каждому расчетному параметру полной совокупности значений.

В основу гидродинамических расчетов положены фактические данные о дебитах скважин, продуктивности пластов, их неоднородности, полученные в период опробования и исследования скважин.

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q^t = \frac{q_0^t}{Q_{\text{н}}^t + \frac{1}{2} q_0^t} \left[Q_{\text{н}}^t - \sum_{i=1}^{t-1} q^i \right]$$

где

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

$Q_{\text{н}}^t$ – 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:

$$q_0 = \tau * \eta_{\text{ср}} * n * (P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}) * \varphi * \xi_1 * \xi_2$$

где

τ – время работы скважин;

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

n – общее число скважин (добывающих и нагнетательных);

$P_{\text{сн}}$ – забойное давление на нагнетательных скважинах;

$P_{\text{сэ}}$ – забойное давление на добывающих скважинах;

φ – функция относительной производительности скважин, учитывающая различие скважин по продуктивности, взаимное размещение и соотношение добывающих и нагнетательных скважин, соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти;

ξ_1, ξ_2 – коэффициенты надежности, учитывающие увеличение фильтрационного



сопротивления и, соответственно, продуктивности пластов из-за их прерывистости и зональной неоднородности, а также степень изученности пластов.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q_F^t = \frac{q_0^t}{Q_{Fi}^t + \frac{1}{2} q_0^t} \left[Q_{Fi}^t - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^i \right]$$

где

Q_{Fi}^t – введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы жидкости;

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

Извлекаемые запасы жидкости определяются по формуле:

$$Q_{Fi} = Q_i * \frac{F}{K_3}$$

где

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

$$F = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) * \ln \frac{1}{1 - A}$$

Объем закачки вытесняющего агента:

$$q_3^t = [q^t * \rho_* + (q_F^t - q^t) * \mu_0] * (1 + \varepsilon_3)$$

где

ρ_* – соотношение плотностей закачиваемого агента к нефти в пластовых условиях;

ε_3 – теряемая доля закачиваемого агента.

3.4.5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Коэффициент охвата процессом вытеснения представляет собой отношение части эффективного объема эксплуатационного объекта (залежи), участвующий в дренировании под воздействием вытесняющего агента (воды), к общему эффективному объему эксплуатационного объекта (залежи):

$$K_{охв} = V_{др} / V_{общ}$$

где:

$V_{др}$ – эффективный объем эксплуатационного объекта (залежи), участвующий в дренировании под воздействием вытесняющего агента (воды), тыс.м³;

$V_{общ}$ – общий эффективный объем эксплуатационного объекта (залежи), тыс.м³.



В настоящее время существуют множество статистических вариантов определения коэффициента охвата процессом вытеснения: по неоднородностям, фильтрационно-емкостным характеристикам пластов-коллекторов (залежей), по площадям и т.д. Однако, суть этого коэффициента, в классическом понимании, можно представить в виде следующего уравнения:

$$K_{\text{охв}} = K_{\text{ин}} / K_{\text{выт}}$$

где:

$K_{\text{ин}}$ – коэффициент извлечения нефти, д.ед.;

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

В таблице 3.4.4 представлены коэффициенты охвата процессом вытеснения эксплуатационных объектов, рассчитанные по рассмотренным вариантам разработки месторождения Боркылдакты. Как видно из таблицы, коэффициенты охвата процессом вытеснения, при среднем коэффициенте вытеснения 0,748 д.ед., определенный по специальным исследованиям керна месторождения Сагиз Западный, по варианту разработки 1 изменяются по объектам эксплуатации от 0,118 д.ед. до 0,193 д.ед., а по рекомендуемому варианту разработки 2 – в пределах от 0,257 д.ед. до 0,273 д.ед.

Таблица 3.4.4-Определение коэффициентов охвата процессом вытеснения

Эксплуатационный объект	Варианты разработки					
	1			2		
	$K_{\text{ин}}$, д.ед.	$K_{\text{выт}}$, д.ед.	$K_{\text{охв}}$, д.ед.	$K_{\text{ин}}$, д.ед.	$K_{\text{выт}}$, д.ед.	$K_{\text{охв}}$, д.ед.
I	0,088	0,748	0,118	0,204	0,748	0,273
II	0,144	0,748	0,193	0,192	0,748	0,257

Примечание: * - коэффициент вытеснения принят по аналогии с месторождением Сагиз Западный

Количество резервных скважин должно исходить из следующего условия: 10 % от проектного фонда для бурения. С учетом текущей изученности месторождения, степени выработанности извлекаемых запасов нефти, а также учитывая, что запасы нефти всех продуктивных горизонтов отнесены к категории C_1 , в рамках настоящего дополнения к проектному документу, резервные скважины не предусматриваются.

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

Настоящая глава освещает обоснование исходных параметров и допущений, определяющих доходную и расходную части экономических расчетов, проводимых в рамках выбора рентабельного периода разработки месторождения Боркылдакты и оценки экономических выгод Недропользователя и Республики Казахстан.

Расчет стоимости капитальных вложений производился с использованием укрупненных показателей стоимости, сметных расчетов и цен.



Распределение капитальных вложений по годам осуществлялось в соответствии с графиком строительства объектов, включающим время проектирования, сроки строительства и ввода в эксплуатацию.

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

При расчете эксплуатационных затрат выделены две группы нормативов:

- *нормативы для расчета затрат на производство (таблица 3.5.1.);*
- *нормативы для расчета платежей в бюджет и цены на реализацию продукции (таблица 3.5.2.).*

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти и газа. При расчете нормативов эксплуатационных затрат были применены исходные данные заказчика.

В расчете нормативов затрат на производство участвуют нормативы нескольких видов, в зависимости от рода расходов:

Условно-постоянные:

- *на 1 скважину среднегодового действующего фонда;*
- *на 1-го работника промышленно-производственного персонала (ППП);*
- *на 1-го работника административно-управленческого персонала (АУП).*

Условно-переменные:

- *на 1 тонну добываемых углеводородов;*
- *на 1 тонну подготовленной продукции;*
- *на 1 тонну транспортируемых углеводородов.*

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет. Величина нормативов определена в соответствии с Налоговым кодексом Республики Казахстан, действующим на 01.01.2026 г.

При определении экономических показателей, связанных с реализацией проекта применены методы аналогии, т.е. предполагается, что полученные нормативы будут неизменны весь расчетный период.



Таблица 3.5.1-Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат

№№ п/п	Норматив	Единицы измерения	Значение
1	Первый год начала реализации проекта	год	2026
2	МРП - месячный расчетный показатель	тенге	4325,0
3	Курс 1\$ USA на дату проведения расчета – 20.04.2026 г.	тенге/\$	470,0
4	Ставки дисконтирования	%	7,5%
		%	10,0%
		%	15,0%
5	Год начала инфляции		
	капитальных затрат	год	2026
	эксплуатационных затрат	год	2026
	доходов от реализации УВ	год	2026
6	Ежегодная процентная ставка инфляции		
	капитальных затрат	%	2,0%
	эксплуатационных затрат	%	2,0%
	доходов от реализации УВ	%	2,0%
7	Затраты и услуги производственного характера на промысле, выполн. сторонними организациями:		
	Затраты, зависящие от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	тыс.\$/скв	4,6
	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.\$/год	4,5
	Материальные затраты	\$/тонну жидк.	0,8
	Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	тыс.\$/раб. ППП	3,6
	Затраты на транспортировку и снабжение	\$/тонну нефти	0,8
	Прочие расходы	%	1,0%
	Экологические расходы	\$/тонну нефти	0,40
	Затраты на текущий и капитальный ремонт основных средств, в % от остаточной стоимости	%	1,0%
8	Расходы периода		
	Расходы условно-постоянные, зависящие от численности АУП	тыс.\$/раб. АУП	4,2
	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	\$/тонну нефти	2,1
	Материальные затраты	\$/тонну нефти	0,8
	Прочие расходы, постоянного характера	тыс.\$/год	0,0
	Отчисления на социальные программы (от инвестиций за прошлый год)	%	1%
	Затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов	%	1%



Таблица 3.5.2-Нормативы расчета бюджетной эффективности

№№ п/п	Норматив	ЕИ	Значение
1	Социальный налог	%	9,5
2	Отчисления в пенсионный фонд	%	10
3	Индивидуальный подоходный налог	%	10
4	Амортизация по Налоговому Кодексу РК	%	
	<i>I. Здания, сооружения, за исключением нефтяных, газовых скважин и передаточных устройств</i>	%	10
	<i>II. Машины и оборудование, за исключением машин и оборудования нефтегазодобычи, а также компьютеров и оборудования для обработки информации</i>	%	25
	<i>III. Компьютеры, программное обеспечение и оборудование для обработки информации</i>	%	40
	<i>IV. Фиксированные активы, не включенные в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи</i>	%	15
5	Корпоративный подоходный налог	%	20
6	Налог на добавленную стоимость		
	<i>НДС при покупке основных фондов</i>	%	16
	<i>НДС при покупке товаров и услуг</i>	%	16
	<i>НДС при реализации продукции на внутреннем рынке</i>	%	16
	<i>НДС при реализации продукции на внешнем рынке</i>	%	0
7	Налог на имущество	%	1,5
8	Налог на сверхприбыль	%	по шкале
9	Налог на добычу полезных ископаемых, из них	%	50
	<i>реализация нефти и конденсата на внешний рынок</i>	%	по шкале
	<i>реализация нефти и конденсата на внутренний рынок</i>	%	по шкале
	<i>реализация газа на внешний рынок</i>	%	10
	<i>реализация газа на внутренний рынок</i>	%	по шкале
	<i>расчет промысловой себестоимости для определения НДПИ на УВ, использованные на собственные нужды</i>	%	20
10	Плата за эмиссию в окружающую среду	\$/тонну нефти	1
11	Прочие налоги и отчисления в бюджет	%	0,4



4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1. Технологические показатели вариантов разработки

Ниже представлено описание основных технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения Боркылдакты.

Вариант 1 (базовый). В варианте предусмотрено продолжение разработки месторождения при сложившейся системе разработки и без дополнительного ввода скважин из бурения.

Основные технологические показатели представлены ниже:

- *рентабельный период разработки – 1 год (2026-2026 гг.);*
- *максимальный проектный уровень добычи нефти составляет 1,373 тыс.т и достигается в 2026 г.;*
- *максимальный проектный уровень добычи жидкости составляет 24,8 тыс.т и достигается в 2026 г.;*
- *максимальный проектный уровень закачки воды в продуктивные пласты составляет 20,1 тыс.м³ и достигается в 2026 г.;*
- *фонд добывающих скважин – 3 ед.;*
- *фонд нагнетательных скважин – 1 ед.;*
- *предусматривается проведение ПРС (смена насоса) в скважине БОР-3 в середине 2026 г.;*
- *суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 47,9 тыс.т, включая фактическую суммарную добычу нефти по состоянию на 01.04.2026 г.;*
- *по месторождению в целом коэффициент извлечения нефти составит 0,114 д.ед.*

Вариант 2 (рекомендуемый). Вариант предусматривает продолжение реализации основных проектных решений действующего и основного проектного документа на промышленную разработку месторождения.

Основные технологические показатели представлены ниже:

- *рентабельный период разработки – 18 лет (2026-2043 гг.);*
- *максимальный проектный уровень добычи нефти составляет 3,232 тыс.т и достигается в 2029 г.;*
- *максимальный проектный уровень добычи жидкости составляет 75,1 тыс.т и достигается в 2035 г.;*
- *максимальный проектный уровень закачки воды в продуктивные пласты составляет 62,1 тыс.м³ и достигается в 2035-2036 гг.;*



- ввод в эксплуатацию из бурения проектной добывающей наклонно-направленной скважины БОР-5 в 2028 г. на II-й эксплуатационный объект, с последующим возвратом на I-й эксплуатационный объект в 2035 г.;

- изоляция действующих интервалов перфорации I-го эксплуатационного объекта в скважинах БОР-1, БОР-3 и БОР-4 в середине 2026 г. и самостоятельное тестирование интервалов II-го объекта (Т-V горизонта);

- возврат скважин БОР-1 и БОР-4 в начале 2027 г. и скважины БОР-3 в начале 2028 г. на I-й эксплуатационный объект, с изоляцией интервалов II-го объекта (Т-V горизонта);

- приобщение интервала II-го объекта (Т-V горизонта) в нагнетательной скважине БОР-2 на период 2028-2034 гг. – эксплуатации (выработки запасов нефти) добывающей скважины БОР-5;

- предусматривается проведение ПРС (смена насоса) в скважине БОР-3 в середине 2026 г.;

- фонд добывающих скважин – 4 ед.;

- фонд нагнетательных скважин – 1 ед.;

- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 83,4 тыс.т, включая фактическую суммарную добычу нефти по состоянию на 01.04.2026 г.;

- по месторождению в целом коэффициент извлечения нефти составит 0,199 д.ед., при утвержденной величине 0,200 д.ед.

В таблицах 4.1.1-4.1.6 представлены основные проектные технологические показатели разработки месторождения Боркылдакты по **рекомендуемому 2 варианту разработки**, а в табличных приложениях 4.1.1-4.1.6 – по варианту разработки 1 (базовый).



Таблица 4.1. 1-Проектные технологические показатели разработки месторождения Боркылдакты. Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т		Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³		
	Всего	в том числе: с учетом технологических потерь						всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		Всего	в том числе: с учетом технологических потерь	накопленная
2026	1,432	1,421	1,7	3,8	48,0	57,1	0,114	25,9	25,9	261,7	261,7	94,5	21,1	172,5	93	0,005085	0,005048	0,147
2027	1,564	1,552	1,9	4,3	49,5	59,0	0,118	31,6	31,6	293,3	293,3	95,1	25,8	198,2	93	0,005553	0,005512	0,153
2028	2,527	2,507	3,0	7,3	52,1	62,0	0,124	35,9	35,9	329,2	329,2	93,0	28,5	226,8	90	0,008971	0,008905	0,162
2029	3,232	3,206	3,8	10,1	55,3	65,8	0,132	40,1	40,1	369,3	369,3	91,9	31,6	258,3	89	0,011472	0,011388	0,173
2030	2,818	2,796	3,4	9,8	58,1	69,2	0,138	39,9	39,9	409,1	409,1	92,9	31,7	290,1	90	0,010005	0,009932	0,183
2031	2,431	2,412	2,9	9,4	60,5	72,1	0,144	39,7	39,7	448,9	448,9	93,9	31,9	322,0	91	0,008631	0,008568	0,192
2032	2,076	2,060	2,5	8,9	62,6	74,6	0,149	39,5	39,5	488,4	488,4	94,7	32,1	354,1	92	0,007370	0,007316	0,199
2033	1,741	1,728	2,1	8,1	64,4	76,6	0,153	39,2	39,2	527,5	527,5	95,6	32,1	386,1	94	0,006182	0,006137	0,206
2034	1,436	1,425	1,7	7,3	65,8	78,3	0,157	38,8	38,8	566,4	566,4	96,3	32,0	418,2	95	0,005098	0,005061	0,211
2035	2,407	2,388	2,9	13,2	68,2	81,2	0,162	75,1	75,1	641,5	641,5	96,8	62,1	480,3	95	0,008546	0,008484	0,219
2036	2,282	2,264	2,7	14,5	70,5	83,9	0,168	74,9	74,9	716,4	716,4	97,0	62,1	542,4	95	0,008101	0,008042	0,227
2037	2,163	2,146	2,6	16,0	72,7	86,5	0,173	74,7	74,7	791,1	791,1	97,1	62,0	604,4	95	0,007679	0,007623	0,235
2038	2,054	2,038	2,4	18,1	74,7	88,9	0,178	74,5	74,5	865,6	865,6	97,2	61,9	666,3	96	0,007293	0,007239	0,242
2039	1,949	1,934	2,3	21,0	76,7	91,3	0,183	74,3	74,3	939,9	939,9	97,4	61,8	728,2	96	0,006920	0,006870	0,249
2040	1,838	1,824	2,2	25,0	78,5	93,4	0,187	74,1	74,1	1014,0	1014,0	97,5	61,8	789,9	96	0,006526	0,006479	0,256
2041	1,738	1,724	2,1	31,6	80,2	95,5	0,191	73,9	73,9	1087,9	1087,9	97,6	61,7	851,6	96	0,006169	0,006124	0,262
2042	1,639	1,626	2,0	43,5	81,9	97,5	0,195	73,7	73,7	1161,6	1161,6	97,8	61,6	913,2	96	0,005819	0,005776	0,268
2043	1,549	1,537	1,8	72,9	83,4	99,3	0,199	73,5	73,5	1235,1	1235,1	97,9	61,5	974,7	96	0,005501	0,005460	0,273

Таблица 4.1. 2-Характеристика основного фонда скважин месторождения Боркылдакты. Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Перевод скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное 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			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, м ³ /сут	
2026	0	0	0	3	0	0	4	0,0	0	0	3	3	3	1	1	1,5	26,6	5,218	60,8
2027	0	0	0	2	0	0	4	0,0	0	0	3	3	3	1	1	1,7	33,4	5,862	74,4
2028	1	1	0	2	0	0	5	1,7	0	0	4	4	4	1	1	2,3	32,0	8,016	83,1
2029	0	0	0	0	0	0	5	0,0	0	0	4	4	4	1	1	2,5	31,3	8,942	94,0
2030	0	0	0	0	0	0	5	0,0	0	0	4	4	4	1	1	2,2	31,1	7,798	94,5
2031	0	0	0	0	0	0	5	0,0	0	0	4	4	4	1	1	1,9	31,0	6,727	95,1
2032	0	0	0	0	0	0	5	0,0	0	0	4	4	4	1	1	1,6	30,7	5,729	92,2
2033	0	0	0	0	0	0	5	0,0	0	0	4	4	4	1	1	1,4	30,5	4,819	92,5
2034	0	0	0	0	0	0	5	0,0	0	0	4	4	4	1	1	1,1	30,3	3,973	92,4
2035	0	0	0	1	0	0	5	0,0	1	0	3	3	3	1	1	2,4	73,6	8,369	179,2
2036	0	0	0	0	0	0	5	0,0	0	0	3	3	3	1	1	2,2	73,3	7,926	178,5
2037	0	0	0	0	0	0	5	0,0	0	0	3	3	3	1	1	2,1	73,2	7,527	178,8
2038	0	0	0	0	0	0	5	0,0	0	0	3	3	3	1	1	2,0	73,0	7,149	178,6
2039	0	0	0	0	0	0	5	0,0	0	0	3	3	3	1	1	1,9	72,8	6,777	178,4
2040	0	0	0	0	0	0	5	0,0	0	0	3	3	3	1	1	1,8	72,5	6,386	177,6
2041	0	0	0	0	0	0	5	0,0	0	0	3	3	3	1	1	1,7	72,4	6,047	177,9
2042	0	0	0	0	0	0	5	0,0	0	0	3	3	3	1	1	1,6	72,2	5,704	177,6
2043	0	0	0	0	0	0	5	0,0	0	0	3	3	3	1	1	1,5	72,0	5,387	177,3



Таблица 4.1. 3-Проектные технологические показатели разработки I-го эксплуатационного объекта месторождения Боркылдакты. Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Кэффи-циент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-нен-ность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компен-сация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		началь-ных	теку-щих				всего	мех.спо-собом	всего	мех.спо-собом		годовая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная
2026	0,419	0,9	1,5	19,5	40,7	0,086	7,4	7,4	169,2	169,2	94,3	21,1	172,5	324	0,001487	0,063
2027	0,902	1,9	3,2	20,4	42,6	0,090	19,1	19,1	188,3	188,3	95,3	25,8	198,2	154	0,003203	0,066
2028	1,366	2,8	5,0	21,8	45,4	0,096	31,2	31,2	219,5	219,5	95,6	25,5	223,7	93	0,004848	0,071
2029	1,304	2,7	5,0	23,1	48,1	0,102	31,1	31,1	250,6	250,6	95,8	25,4	249,2	94	0,004629	0,076
2030	1,243	2,6	5,0	24,3	50,7	0,107	31,0	31,0	281,5	281,5	96,0	25,4	274,6	94	0,004414	0,080
2031	1,185	2,5	5,0	25,5	53,2	0,112	30,9	30,9	312,4	312,4	96,2	25,4	300,0	94	0,004208	0,084
2032	1,133	2,4	5,0	26,7	55,5	0,117	30,8	30,8	343,2	343,2	96,3	25,4	325,3	94	0,004023	0,088
2033	1,083	2,3	5,1	27,7	57,8	0,122	30,6	30,6	373,8	373,8	96,5	25,2	350,6	95	0,003846	0,092
2034	1,036	2,2	5,1	28,8	60,0	0,127	30,4	30,4	404,2	404,2	96,6	25,1	375,7	95	0,003679	0,096
2035	2,407	5,0	12,5	31,2	65,0	0,137	75,1	75,1	479,4	479,4	96,8	62,1	437,8	95	0,008546	0,104
2036	2,282	4,8	13,6	33,5	69,7	0,147	74,9	74,9	554,3	554,3	97,0	62,1	499,9	95	0,008101	0,112
2037	2,163	4,5	14,9	35,6	74,2	0,157	74,7	74,7	629,0	629,0	97,1	62,0	561,9	95	0,007679	0,120
2038	2,054	4,3	16,6	37,7	78,5	0,166	74,5	74,5	703,5	703,5	97,2	61,9	623,8	96	0,007293	0,127
2039	1,949	4,1	18,9	39,6	82,6	0,175	74,3	74,3	777,8	777,8	97,4	61,8	685,7	96	0,006920	0,134
2040	1,838	3,8	22,0	41,5	86,4	0,183	74,1	74,1	851,9	851,9	97,5	61,8	747,4	96	0,006526	0,141
2041	1,738	3,6	26,6	43,2	90,0	0,190	73,9	73,9	925,8	925,8	97,6	61,7	809,1	96	0,006169	0,147
2042	1,639	3,4	34,2	44,9	93,4	0,198	73,7	73,7	999,5	999,5	97,8	61,6	870,7	96	0,005819	0,153
2043	1,549	3,2	49,2	46,4	96,7	0,204	73,5	73,5	1073,0	1073,0	97,9	61,5	932,2	96	0,005501	0,158

Таблица 4.1. 4-Характеристика основного фонда скважин I-го эксплуатационного объекта месторождения Боркылдакты. Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод скважин на другой объект, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Фонд скважин с начала разра-ботки, ед.	Эксплуа-тационное 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			Среднего-довая приемис-тость, м ³ /сут
	всего	добыва-ющих	нагнета-тельных							всего	нагнета-тельных	всего	действи-ующий	механизи-рованный	всего	действи-ующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, м ³ /сут	
2026	0	0	0	0	0	3	0	4	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0,9	15,8	3,167	60,8
2027	0	0	0	2	0	0	0	4	0,0	0	0	2	2	2	1	1	1,5	31,3	5,255	74,4
2028	0	0	0	1	0	0	0	4	0,0	0	0	3	3	3	1	1	1,4	32,9	5,105	73,3
2029	0	0	0	0	0	0	0	4	0,0	0	0	3	3	3	1	1	1,4	32,8	4,888	73,4
2030	0	0	0	0	0	0	0	4	0,0	0	0	3	3	3	1	1	1,3	32,7	4,660	73,2
2031	0	0	0	0	0	0	0	4	0,0	0	0	3	3	3	1	1	1,3	32,6	4,443	73,2
2032	0	0	0	0	0	0	0	3	0,0	0	0	3	3	3	1	1	1,2	32,4	4,236	72,9
2033	0	0	0	0	0	0	0	3	0,0	0	0	3	3	3	1	1	1,1	32,3	4,060	72,7
2034	0	0	0	0	0	0	0	3	0,0	0	0	3	3	3	1	1	1,1	32,1	3,884	72,4
2035	0	0	0	1	0	0	0	3	0,0	1	0	3	3	3	1	1	2,4	73,6	8,369	179,2
2036	0	0	0	0	0	0	0	3	0,0	0	0	3	3	3	1	1	2,2	73,3	7,926	178,5
2037	0	0	0	0	0	0	0	3	0,0	0	0	3	3	3	1	1	2,1	73,2	7,527	178,8
2038	0	0	0	0	0	0	0	3	0,0	0	0	3	3	3	1	1	2,0	73,0	7,149	178,6
2039	0	0	0	0	0	0	0	3	0,0	0	0	3	3	3	1	1	1,9	72,8	6,777	178,4
2040	0	0	0	0	0	0	0	3	0,0	0	0	3	3	3	1	1	1,8	72,5	6,386	177,6
2041	0	0	0	0	0	0	0	3	0,0	0	0	3	3	3	1	1	1,7	72,4	6,047	177,9
2042	0	0	0	0	0	0	0	3	0,0	0	0	3	3	3	1	1	1,6	72,2	5,704	177,6
2043	0	0	0	0	0	0	0	3	0,0	0	0	3	3	3	1	1	1,5	72,0	5,387	177,3



Таблица 4.1. 5-Проектные технологические показатели разработки II-го эксплуатационного объекта месторождения Боркылдакты. Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2026	1,013	2,8	11,8	28,5	79,0	0,147	18,5	18,5	92,5	92,5	94,5	0,0	0,0	0	0,003597	0,085
2027	0,662	1,8	8,8	29,1	80,9	0,151	12,5	12,5	105,0	105,0	94,7	0,0	0,0	0	0,002349	0,087
2028	1,161	3,2	16,9	30,3	84,1	0,157	4,7	4,7	109,7	109,7	75,0	3,0	3,0	68	0,004122	0,091
2029	1,927	5,4	33,7	32,2	89,5	0,167	9,0	9,0	118,7	118,7	78,6	6,1	9,1	72	0,006843	0,098
2030	1,575	4,4	41,5	33,8	93,8	0,175	8,9	8,9	127,6	127,6	82,3	6,3	15,5	76	0,005591	0,103
2031	1,246	3,5	56,0	35,0	97,3	0,181	8,8	8,8	136,4	136,4	85,9	6,5	22,0	81	0,004423	0,108
2032	0,943	2,6	96,5	36,0	99,9	0,186	8,7	8,7	145,1	145,1	89,2	6,7	28,7	85	0,003347	0,111
2033	0,658	1,8	-	36,6	101,7	0,190	8,6	8,6	153,7	153,7	92,3	6,8	35,6	89	0,002336	0,114
2034	0,400	1,1	-	37,0	102,8	0,192	8,4	8,4	162,1	162,1	95,3	6,9	42,5	93	0,001419	0,115

Таблица 4.1. 6-Характеристика основного фонда скважин II-го эксплуатационного объекта месторождения Боркылдакты. Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод скважин на другой объект, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное 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			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, м ³ /сут	
2026	0	0	0	3	0	0	0	3	0,0	0	0	3	3	3	0	0	1,0	19,0	3,691	0,0
2027	0	0	0	0	0	2	0	3	0,0	0	0	1	1	1	0	0	2,0	37,0	6,958	0,0
2028	1	1	0	1	0	1	0	4	1,7	0	0	1	1	1	1	1	6,9	27,5	24,353	17,3
2029	0	0	0	0	0	0	0	4	0,0	0	0	1	1	1	1	1	5,7	26,9	20,377	17,7
2030	0	0	0	0	0	0	0	4	0,0	0	0	1	1	1	1	1	4,7	26,5	16,650	18,3
2031	0	0	0	0	0	0	0	4	0,0	0	0	1	1	1	1	1	3,7	26,3	13,171	18,9
2032	0	0	0	0	0	0	0	4	0,0	0	0	1	1	1	1	1	2,8	25,9	9,940	19,3
2033	0	0	0	0	0	0	0	4	0,0	0	0	1	1	1	1	1	2,0	25,6	6,958	19,7
2034	0	0	0	0	0	0	0	4	0,0	0	0	1	1	1	1	1	1,0	25,1	4,225	20,0



4.2. Экономические показатели вариантов разработки

Общие положения

Технико-экономическая оценка проекта проводилась на основании основных правил экономической оценки вариантов разработки месторождений углеводородов «Единые правила...» (11) и соответствует требованиям международной практики оценки экономической эффективности инвестиционных проектов.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемая в виде соотношения между доходами и расходами предприятия. В настоящей работе были использованы следующие основные принципы и подходы оценки экономической эффективности проекта, применяемые в общепринятой мировой практике:

- *моделирование потоков объемов продукции, ресурсов и денежных средств;*
- *определение экономического эффекта путем сопоставления предстоящих доходов и расходов предприятия;*
- *расчет показателей экономической и бюджетной эффективности по проекту;*
- *приведение предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соизмеримости по экономической ценности к начальному периоду.*

Целью настоящей работы является оценка экономической эффективности двух вариантов разработки месторождения Боркылдакты, описание по которым представлены в предыдущих главах.

Дальнейший анализ рассматриваемых выше вариантов разработки показал, что наилучшими технико-экономическими показателями характеризуется вариант разработки 2, который будет рассматриваться в последующих разделах настоящей главы. В то же время установлено, что вариант разработки 1 является нерентабельным на протяжении всего периода проектирования, в связи с чем его дальнейшее рассмотрение признано нецелесообразным.

Первым годом реализации проекта по всем вариантам принят 2026 г. Экономические расчеты проводились по каждому варианту на весь срок разработки месторождения и на рентабельный период, то есть период безубыточной добычи до момента, начиная с которого чистый не дисконтированный доход принимает только отрицательные значения, ввиду чего срок реализации проекта по вариантам является различным.

Инфляция для расчета стоимости капитальных вложений, и эксплуатационных затрат, цен на нефть и транспорт нефти принята в размере 2 % в год. За срок начала



инфляции принят 2026 г.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены как в текущих, с учетом инфляции, ценах, так и в расчетных, без учета инфляции ценах. Цены с учетом дефляции, то есть без учета инфляции выступают, в данном случае, как неизменные цены.

Дисконтирование проводилось исходя из теории временной стоимости денег, то есть для получения суммы потока платежей, приведенной к настоящему моменту времени. Для определения дисконтированных потоков приняты ставки 7,5 %, 10,0 % и 15,0 %.

Масштабы цен, приведенные в расчетах, позволяют сопоставить полученные результаты экономической оценки. Для снижения масштабов цен все стоимостные показатели переведены из национальной валюты тенге в доллары США. При проведении оценки принят курс \$. Предполагается, что на весь период расчета обменный курс национального банка Республики Казахстан будет неизменным и составит 1\$ США = 470 тенге.

Реализация продукции – в соответствии с действующими условиями реализации продукции принята: 40 % товарной нефти будет реализовано на внешний рынок и 60 % соответственно на внутренний рынок.

Проектируемая цена на нефть установлена:

- 442 \$/тонну при реализации на экспорт (НДС = 0 %);
- 208 \$/тонну при реализации на местный рынок (НДС = 16 %).

Источниками финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будут собственные денежные средства, имеющиеся у предприятия, а также реинвестиция амортизационных отчислений и чистой прибыли. При недостатке средств от проекта будет необходим заем денежных средств.

Доходы по проекту

Источниками доходов настоящего проекта будут поступления от реализации, добываемой на месторождении нефти.

Расчет получаемого дохода для рекомендуемого варианта за прибыльный период в ценах без учета и с учетом инфляции приведены в таблице 4.2.1.



Таблица 4.2. 1-Расчет дохода от реализации продукции по рекомендуемому варианту 2

Годы	Расчет дохода от продажи нефти					Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	
	Объем продажи нефти			Цена реализации нефти			
	Всего объем реализации нефти	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок	без учета инфляции	с учетом инфляции
2026	1,4	0,6	0,9	442,0	208,0	428,6	437,2
2027	1,6	0,6	0,9	442,0	208,0	468,0	486,9
2028	2,5	1,0	1,5	442,0	208,0	756,2	802,4
2029	3,2	1,3	1,9	442,0	208,0	967,0	1 046,7
2030	2,8	1,1	1,7	442,0	208,0	843,3	931,1
2031	2,4	1,0	1,4	442,0	208,0	727,5	819,3
2032	2,1	0,8	1,2	442,0	208,0	621,3	713,6
2033	1,7	0,7	1,0	442,0	208,0	521,1	610,6
2034	1,4	0,6	0,9	442,0	208,0	429,7	513,5
2035	2,4	1,0	1,4	442,0	208,0	720,4	878,1
2036	2,3	0,9	1,4	442,0	208,0	682,9	849,0
2037	2,1	0,9	1,3	442,0	208,0	647,3	820,9
2038	2,0	0,8	1,2	442,0	208,0	614,7	795,2
2039	1,9	0,8	1,2	442,0	208,0	583,3	769,7
2040	1,8	0,7	1,1	442,0	208,0	550,1	740,4
2041	1,7	0,7	1,0	442,0	208,0	520,0	713,8
2042	1,6	0,7	1,0	442,0	208,0	490,5	686,8
2043	1,5	0,6	0,9	442,0	208,0	463,7	662,2
2026-2043	36,6	14,6	22,0			11 035,5	13 277,5
2026-2050	44,8	17,9	26,9			13 501,6	17 070,5

Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Капитальные вложения

Распределение капитальных вложений по годам осуществлялось в соответствии с графиком строительства объектов, включающим время проектирования, сроки строительства и ввода в эксплуатацию.

Результаты расчетов капитальных вложений и полная стоимость строительства объектов обустройства в период реализации проекта по рекомендуемому варианту приведен в таблице 4.2.2.



Таблица 4.2. 2-Расчет капитальных вложений по рекомендуемому варианту 2

№№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость	Всего	Распределение капитальных вложений по годам строительства																		
				единицы с НДС	стоимость с НДС	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
				тыс. \$	тыс. \$	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	
I. СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН - подземное строительства																								
1	Бурение добывающей нефтяной наклонно-направленной скважины	скважина	1	902,7	902,7	-	-	902,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Перевод скважин из одних объектов на другие	скважина	8	21,3	170,4	63,9	42,6	42,6	-	-	-	-	-	-	21,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Выбытие добывающих нефтяных скважин	скважина	1	8,3	8,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (с НДС):	-	-	-	1 081,4	63,9	42,6	945,3	-	-	-	-	-	-	21,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (без НДС):	-	-	-	965,6	57,1	38,0	844,0	-	-	-	-	-	-	19,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-



Эксплуатационные затраты

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти и газа и, полученными при анализе исходных экономических показателей, предоставленных недропользователем, и разработанными Нормативами эксплуатационных затрат.

Эксплуатационные затраты, необходимые для реализации проекта состоят из:

- *прямых производственных затрат, связанных с процессом добычи природного газа и ее подготовки, относящихся на себестоимость продукции;*
- *косвенных затрат, которые не могут напрямую включаться в производственный процесс и относятся к расходам периода.*

Расходы, относимые на себестоимость продукции включают:

- *затраты на водоснабжение и химреагенты (расходы на химические реагенты, деэмульгаторы, другие ускорители реакций, затраты других материалов необходимые при добыче, транспортировке и подготовке нефти, а также затраты воды питьевой и технической необходимой в соответствии с технологией производства, воды на питьевые и хозяйственно-бытовые нужды работников, находящихся на промысле.);*
- *затраты на электроэнергию;*
- *оплату труда промышленно-производственного персонала;*
- *амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции;*
- *экологические расходы;*
- *арендные затраты (аренда помещений и основных производственных фондов);*
- *транспортировка нефти;*
- *Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП (расходы на медицинское обслуживание, обеспечение работников спецодеждой и средствами индивидуальной защиты, на охрану труда, проживание работников на промысле, проезд работников на вахту и обратно, питание работников на промысле, связь на промысле.*
- *затраты производственного характера (ГСМ и дизельное топливо);*
- *услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями (услуги по ТБ, ОТ и охране окружающей среды; услуги обеспечения пожарной безопасности; услуги геологического характера; сервисное обслуживание объектов; услуги связи, банков, юридических и аудиторских фирм);*



- *прочие затраты (канцелярские услуги и расходы, объявления в газете, подписка; прочие накладные расходы; обслуживание объектов жилищной и коммунальной сферы; транспортировка грузов до промысла);*

- *налоги, отчисления и сборы в бюджет, входящие в себестоимость продукции.*

Вторая часть затрат – **Расходы периода**, которые включают в себя:

- *расходы на персонал (услуги связи; хозяйственные расходы);*
- *затраты на оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);*

- *услуги, выполненные сторонними организациями (банковские расходы; курьерские услуги; услуги распечатки; услуги нотариуса; замена заправка и другое картриджа и тонера; объявления в средства массовой информации (СМИ); информационные услуги; консультационные, включая аудиторские услуги; охрана объектов; изготовление штампов, печатей, табличек, бланки; подписка; перевод документов; обслуживание программ);*

- *арендные затраты (аренда транспорта, жилья сотрудникам)*
- *общееадминистративные расходы (расходы на наем жилого помещения; расходы на проезд; суточные в пределах РК; представительские)*

- *прочие затраты (канцелярские расходы; продукты питания для офиса; горюче-смазочные материалы (ГСМ), запчасти, мойка и прочее содержание автомобилей; транспортировка персонала; другие);*

- *затраты по реализации нефти;*
- *налоги и другие обязательные платежи в бюджет общепроизводственного характера, за исключением тех налогов и платежей, которые платятся из прибыли;*

- *создание резервного фонда, связанного с будущими расходами по ликвидации месторождения;*

- *затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов;*
- *отчисления в ликвидационный фонд – резервный фонд для ликвидаций последствий разработки месторождения.*

Общие эксплуатационные затраты по проекту приведены в таблицах 4.2.3-4.2.5.

Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия приведен в таблице 4.2.6.



Таблица 4.2. 3-Расчет эксплуатационных затрат по рекомендуемому варианту 2

Годы	Расходы, относимые на себестоимость продукции												Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	
	Затраты на водоснабжение	Фонд оплаты труда ППП	Материальные затраты	Затраты на текущий и капитальный ремонт основных средств	Амортизация по бухгалтерскому учету, включаемая в себестоимость УВ	Затраты на транспортировку и снабжение	Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	Экологические расходы	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	Затраты, зависящие от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в себестоимость	Прочие расходы		
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	без учета инфляции	с учетом инфляции
2026	3,2	54,6	20,7	10,5	33,4	1,1	21,6	0,6	6,4	13,8	99,7	1,3	267,1	272,4
2027	4,0	54,6	25,3	10,6	37,9	1,3	21,6	0,6	7,0	13,8	106,6	1,4	284,5	296,0
2028	4,5	72,8	28,7	19,2	111,8	2,0	28,8	1,0	11,2	18,4	172,0	1,9	472,3	501,2
2029	5,0	72,8	32,1	18,0	143,0	2,6	28,8	1,3	14,4	18,4	206,6	1,9	545,0	589,9
2030	5,0	72,8	31,9	16,6	124,7	2,3	28,8	1,1	12,5	18,4	183,1	1,9	499,1	551,1
2031	5,0	72,8	31,8	15,3	107,6	1,9	28,8	1,0	10,8	18,4	161,4	1,9	456,6	514,2
2032	4,9	72,8	31,6	14,2	91,9	1,7	28,8	0,8	9,2	18,4	141,5	1,8	417,7	479,8
2033	4,9	72,8	31,3	13,2	77,1	1,4	28,8	0,7	7,7	18,4	123,0	1,8	381,1	446,5
2034	4,9	72,8	31,1	12,4	63,6	1,1	28,8	0,6	6,4	18,4	106,1	1,8	347,9	415,7
2035	9,4	54,6	60,1	12,0	108,3	1,9	21,6	1,0	10,7	13,8	152,4	1,9	447,7	545,7
2036	9,4	54,6	59,9	10,9	102,7	1,8	21,6	0,9	10,2	13,8	144,4	1,8	432,0	537,1
2037	9,3	54,6	59,8	9,8	97,3	1,7	21,6	0,9	9,6	13,8	136,7	1,8	417,0	528,9
2038	9,3	54,6	59,6	8,8	92,4	1,6	21,6	0,8	9,1	13,8	129,7	1,8	403,2	521,6
2039	9,3	54,6	59,4	7,9	87,7	1,6	21,6	0,8	8,7	13,8	122,9	1,8	390,0	514,5
2040	9,3	54,6	59,3	7,0	82,7	1,5	21,6	0,7	8,2	13,8	115,8	1,8	376,2	506,3
2041	9,2	54,6	59,1	6,1	78,2	1,4	21,6	0,7	7,7	13,8	109,4	1,7	363,6	499,2
2042	9,2	54,6	59,0	5,3	73,7	1,3	21,6	0,7	7,3	13,8	103,2	1,7	351,4	492,0
2043	9,2	54,6	58,8	4,5	69,7	1,2	21,6	0,6	6,9	13,8	97,4	1,7	340,1	485,8
2026-2043	124,9	1 110,2	799,4	202,4	1 583,8	29,5	439,2	14,8	164,1	280,6	2 411,9	31,7	7 192,4	8 698,0
2026-2050	188,5	1 492,4	1 206,4	216,6	1 954,6	36,1	590,4	18,0	200,8	377,2	2 934,1	43,3	9 258,4	11 885,4



Таблица 4.2. 4-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по рекомендуемому варианту 2

Годы	Расходы периода							Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в расходы периода	Итого расходы периода	
	Материальные затраты	Расходы условно-постоянные, зависящие от численности АУП	Фонд оплаты труда АУП	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	Расходы по реализации	Затраты на обустройство скважины	Отчисления в ликвидационный фонд		без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2026	1,1	25,2	27,6	3,0	41,4	1,3	2,1	9,7	111,5	113,7
2027	1,3	25,2	27,6	3,2	45,3	1,3	2,2	9,9	116,0	120,7
2028	2,0	33,6	27,6	5,2	73,1	1,4	3,6	11,0	157,6	167,2
2029	2,6	33,6	27,6	6,7	93,5	9,9	4,6	11,7	190,2	205,9
2030	2,3	33,6	27,6	5,8	81,5	2,0	4,0	11,3	168,1	185,6
2031	1,9	33,6	27,6	5,0	70,3	1,9	3,5	10,8	154,7	174,3
2032	1,7	33,6	27,6	4,3	60,1	1,9	3,0	10,5	142,5	163,7
2033	1,4	33,6	27,6	3,6	50,4	1,8	2,5	10,1	131,0	153,5
2034	1,1	33,6	27,6	3,0	41,5	1,8	2,1	9,8	120,5	144,0
2035	1,9	25,2	27,6	5,0	69,6	1,8	3,5	10,7	145,3	177,1
2036	1,8	25,2	27,6	4,7	66,0	1,9	3,3	10,6	141,1	175,4
2037	1,7	25,2	27,6	4,5	62,6	1,8	3,1	10,5	137,0	173,7
2038	1,6	25,2	27,6	4,2	59,4	1,8	2,9	10,3	133,2	172,3
2039	1,6	25,2	27,6	4,0	56,4	1,8	2,8	10,2	129,6	171,0
2040	1,5	25,2	27,6	3,8	53,2	1,8	2,6	10,1	125,7	169,2
2041	1,4	25,2	27,6	3,6	50,3	1,8	2,5	9,9	122,3	167,8
2042	1,3	25,2	27,6	3,4	47,4	1,8	2,4	9,8	118,8	166,4
2043	1,2	25,2	27,6	3,2	44,8	1,7	2,2	9,7	115,7	165,3
2026-2043	29,5	512,4	496,7	76,0	1 067,0	39,6	52,9	186,6	2 460,9	2 967,0
2026-2050	36,1	688,8	689,9	92,9	1 305,4	51,5	52,9	251,6	3 169,3	4 060,5



Таблица 4.2. 5-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Эксплуатационные расходы		Всего эксплуатационных затрат	Производственная себестоимость (без налогов) добычи 1 тонны УВ	Операционный доход (+), убыток (-)	Всего расходы, связанные с деятельностью предприятия за вычетом амортизационных отчислений	Капитальные вложения, всего без НДС	Общая сумма всех расходов	Дисконти- рованная сумма общих расходов при ставке дисконта
		Расходы, относимые на себестоимость продукции	Расходы периода							7,5%
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2026	428,6	267,1	111,5	378,5	187,3	50,1	345,1	57,1	402,1	374,1
2027	468,0	284,5	116,0	400,5	181,1	67,5	362,6	38,0	400,7	720,8
2028	756,2	472,3	157,6	629,9	176,3	126,3	518,1	844,0	1 362,1	1 817,2
2029	967,0	545,0	190,2	735,2	159,5	231,8	592,2	0,0	592,2	2 260,7
2030	843,3	499,1	168,1	667,2	167,2	176,1	542,5	0,0	542,5	2 638,5
2031	727,5	456,6	154,7	611,3	180,1	116,2	503,7	0,0	503,7	2 964,9
2032	621,3	417,7	142,5	560,2	196,0	61,0	468,3	0,0	468,3	3 247,2
2033	521,1	381,1	131,0	512,1	217,0	9,0	435,1	0,0	435,1	3 491,2
2034	429,7	347,9	120,5	468,4	244,7	-38,7	404,8	0,0	404,8	3 702,3
2035	720,4	447,7	145,3	593,0	178,0	127,3	484,7	19,0	503,7	3 946,7
2036	682,9	432,0	141,1	573,0	182,7	109,8	470,4	0,0	470,4	4 159,0
2037	647,3	417,0	137,0	554,0	187,5	93,3	456,7	0,0	456,7	4 350,8
2038	614,7	403,2	133,2	536,4	192,4	78,3	444,0	0,0	444,0	4 524,2
2039	583,3	390,0	129,6	519,5	197,7	63,8	431,8	0,0	431,8	4 681,1
2040	550,1	376,2	125,7	502,0	203,9	48,2	419,2	0,0	419,2	4 822,7
2041	520,0	363,6	122,3	485,9	210,3	34,1	407,7	0,0	407,7	4 950,9
2042	490,5	351,4	118,8	470,2	217,3	20,3	396,5	0,0	396,5	5 066,9
2043	463,7	340,1	115,7	455,9	224,4	7,8	386,2	0,0	386,2	5 171,9
2026-2043	11 035,5	7 192,4	2 460,9	9 653,4	190,7	1 382,1	8 069,6	958,1	9 027,7	5 171,9
2026-2050	13 501,6	9 258,4	3 169,3	12 427,7	204,2	1 073,9	10 473,2	958,1	11 431,3	5 670,7



Таблица 4.2. 6-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Всего расходы, учитываемые при определении налогооблагаемого дохода за вычетом амортизационных отчислений	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход	Оперативный доход (+), убыток (-) = совокупный годовой доход - эксплуатационные затраты	Чистая прибыль предприятия после выплаты КПП	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности предприятия	Накопленный поток денежной наличности	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - NPV		
											7,5 %	10,0 %	15,0 %
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2026	428,6	345,1	153,4	498,5	0,0	50,1	50,1	50,1	26,5	26,5	24,6	24,1	23,0
2027	468,0	362,6	131,9	494,6	0,0	67,5	67,5	67,5	67,4	93,8	82,9	79,7	73,9
2028	756,2	518,1	236,3	754,4	1,7	126,3	125,9	125,9	-606,3	-512,5	-405,1	-375,8	-324,7
2029	967,0	592,2	199,7	791,8	175,2	231,8	196,8	196,8	339,8	-172,7	-150,7	-143,7	-130,4
2030	843,3	542,5	169,3	711,7	131,6	176,1	149,8	149,8	274,5	101,9	40,5	26,8	6,1
2031	727,5	503,7	143,9	647,7	79,8	116,2	100,2	100,2	207,8	309,7	175,2	144,1	95,9
2032	621,3	468,3	122,7	591,0	30,2	61,0	55,0	55,0	146,9	456,5	263,7	219,4	151,1
2033	521,1	435,1	104,9	540,0	0,0	9,0	9,0	9,0	86,1	542,6	312,0	259,6	179,3
2034	429,7	404,8	89,9	494,7	0,0	-38,7	-38,7	-38,7	24,9	567,5	324,9	270,1	186,3
2035	720,4	484,7	80,0	564,7	155,7	127,3	96,2	96,2	185,5	753,0	414,9	341,6	232,2
2036	682,9	470,4	68,8	539,1	143,7	109,8	81,1	81,1	183,7	936,7	497,9	406,0	271,7
2037	647,3	456,7	59,2	515,9	131,4	93,3	67,0	67,0	164,3	1 101,0	566,9	458,4	302,4
2038	614,7	444,0	51,1	495,1	119,6	78,3	54,4	54,4	146,8	1 247,8	624,2	500,9	326,2
2039	583,3	431,8	44,1	475,9	107,4	63,8	42,3	42,3	130,0	1 377,8	671,4	535,1	344,6
2040	550,1	419,2	38,2	457,4	92,7	48,2	29,6	29,6	112,3	1 490,2	709,4	562,0	358,4
2041	520,0	407,7	33,0	440,7	79,2	34,1	18,3	18,3	96,4	1 586,6	739,7	583,0	368,7
2042	490,5	396,5	28,7	425,1	65,3	20,3	7,2	7,2	80,9	1 667,5	763,4	599,0	376,2
2043	463,7	386,2	24,9	411,1	52,6	7,8	-2,8	-2,8	67,0	1 734,5	781,6	611,1	381,7
2026-2043	11 035,5	8 069,6	1 779,9	9 849,5	1 366,2	1 382,1	1 108,9	1 108,9	1 734,5	1 734,5	781,6	611,1	381,7
2026-2050	13 501,6	10 473,2	1 884,0	12 357,1	1 437,3	1 073,9	786,4	786,4	1 782,8	1 782,8	798,0	622,3	386,9



Налоговая система

Анализ бюджетной эффективности инвестиционного проекта показывает влияние результатов осуществляемого проекта на доходы и расходы бюджета Республики Казахстан. В качестве основного показателя доходов государства от реализуемого проекта принимается бюджетный эффект, который выражается в увеличении бюджетных доходов или снижении бюджетных расходов в результате реализации проекта.

Основным документом, регламентирующим расчет бюджетной эффективности, является Налоговый кодекс Республики Казахстан. Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет. Величина нормативов определена в соответствии с Налоговым кодексом Республики Казахстан, действующим на 01.01.2026 г.

Результаты расчета Бюджетной эффективности представлены по рекомендуемому варианту в таблице 4.2.7.



Таблица 4.2. 7-Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2

Годы	НДС по реализованной продукции	НДС по приобретенным услугам и материалам	НДС по приобретенным основным средствам	ДОХОД ГОСУДАРСТВА Республики Казахстан												ВСЕГО доход Республики Казахстан	Дисконтированный доход государства при ставке дисконта		
				НДС к возмещению (НДС по продажам - НДС по покупкам)	Налог на добычу полезных ископаемых - нефть и газ	Рентный налог на экспорт нефти	Плата за эмиссии в окружающую среду	Экспортная таможенная пошлина	Земельный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на имущество	Социальный налог	Подоходный налог с физических лиц	Прочие налоги			7,5 %	10,0 %	15,0 %
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$		тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2026	21,3	28,3	6,8	-13,8	20,5	23,1	1,4	31,3	3,3	0,0	15,8	7,0	5,9	1,2	95,6		88,9	86,9	83,1
2027	23,2	29,5	4,6	-10,9	22,3	25,2	1,6	34,1	3,3	0,0	15,9	7,0	5,9	1,2	105,6		180,3	174,2	163,0
2028	37,5	40,2	101,3	-103,9	35,8	40,7	2,5	55,2	3,3	0,3	28,0	8,6	7,1	1,9	79,4		244,2	233,8	215,2
2029	48,0	44,9	0,0	3,2	45,1	52,1	3,2	70,5	3,3	35,0	26,3	8,6	7,1	2,2	256,5		436,3	409,1	361,9
2030	41,9	41,8	0,0	0,1	39,6	45,4	2,8	61,5	3,3	26,3	24,1	8,6	7,1	2,0	220,8		590,1	546,2	471,7
2031	36,1	39,8	0,0	-3,7	34,6	39,2	2,4	53,1	3,3	16,0	22,3	8,6	7,1	1,8	184,5		709,7	650,3	551,4
2032	30,8	38,0	0,0	-7,1	29,9	33,5	2,1	45,3	3,3	6,0	20,7	8,6	7,1	1,6	150,9		800,7	727,8	608,2
2033	25,9	36,2	0,0	-10,4	25,6	28,1	1,7	38,0	3,3	0,0	19,3	8,6	7,1	1,4	122,7		869,5	785,0	648,3
2034	21,3	34,7	0,0	-13,3	21,6	23,1	1,4	31,3	3,3	0,0	18,1	8,6	7,1	1,2	102,5		923,0	828,5	677,4
2035	35,8	38,6	2,3	-5,1	34,2	38,8	2,4	52,5	3,3	31,1	17,5	7,0	5,9	1,6	189,2		1 014,8	901,5	724,2
2036	33,9	37,8	0,0	-3,9	32,5	36,8	2,3	49,8	3,3	28,7	15,8	7,0	5,9	1,6	179,8		1 095,9	964,5	762,8
2037	32,1	37,1	0,0	-5,0	31,0	34,9	2,2	47,2	3,3	26,3	14,3	7,0	5,9	1,5	168,4		1 166,6	1 018,1	794,3
2038	30,5	36,5	0,0	-6,0	29,5	33,1	2,1	44,8	3,3	23,9	12,8	7,0	5,9	1,4	157,9		1 228,3	1 063,9	820,0
2039	29,0	35,9	0,0	-6,9	28,2	31,4	2,0	42,5	3,3	21,5	11,4	7,0	5,9	1,3	147,6		1 282,0	1 102,8	840,9
2040	27,3	35,2	0,0	-7,9	26,7	29,6	1,8	40,1	3,3	18,5	10,1	7,0	5,9	1,3	136,6		1 328,1	1 135,5	857,6
2041	25,8	34,6	0,0	-8,8	25,4	28,0	1,7	37,9	3,3	15,8	8,9	7,0	5,9	1,2	126,4		1 367,9	1 163,0	871,2
2042	24,4	34,0	0,0	-9,7	24,1	26,4	1,6	35,8	3,3	13,1	7,7	7,0	5,9	1,1	116,4		1 401,9	1 186,0	882,0
2043	23,0	33,5	0,0	-10,5	22,9	25,0	1,6	33,8	3,3	10,5	6,6	7,0	5,9	1,1	107,2		1 431,1	1 205,3	890,6
2026-2043	548,0	656,5	115,0	-223,5	529,4	594,2	37,0	805,0	59,2	273,2	295,6	137,4	114,2	26,5	2 648,2		1 431,1	1 205,3	890,6
2026-2050	670,4	874,5	115,0	-319,0	655,6	727,0	45,3	984,9	82,3	287,5	316,1	186,6	155,4	32,5	3 154,1		1 538,3	1 271,1	916,3



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

В таблице 4.3.1 представлено сопоставление рентабельных извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти по рассмотренным вариантам разработки. Как видно из представленной таблицы, извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения нефти по рекомендуемому варианту разработки 2 вариант характеризуется достижением наибольших извлекаемых запасов и нефтеотдачи по сравнению с вариантом разработки 1.

В таблице 4.3.2 представлено сопоставление рентабельных извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти с утвержденными ГКЗ Республики Казахстан величинами: рекомендуемые величины коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти по варианту разработки 2 практически соответствуют или находятся в пределах допустимых отклонений, по сравнению с утвержденными ГКЗ Республики Казахстан величинами, что соответствует п. 89 «Единые правила...» (11).

Таблица 4.3. 1-Сопоставление рентабельных коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти по вариантам разработки месторождения Асанкеткен

Объект	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	Рентабельные извлекаемые запасы нефти по вариантам разработки, тыс.т		Рентабельные коэффициенты извлечения нефти по вариантам разработки, д.ед.	
		1	2	1	2
I		20,1	46,4	0,088	0,204
II		27,8	37,0	0,144	0,192
В целом		47,9	83,4	0,114	0,199

Таблица 4.3. 2-Сопоставление утвержденных ГКЗ Республики Казахстан коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти с рекомендуемыми величинами по категориям и эксплуатационным объектам месторождения Боркылдакты

Объект	Категория запасов	Утвержденные ГКЗ Республики Казахстан		Рекомендуемый вариант разработки		Изменение		
		извлекаемые запасы нефти, тыс.т	коэффициент извлечения нефти, д.ед.	извлекаемые запасы нефти, тыс.т	коэффициент извлечения нефти, д.ед.	извлекаемых запасов нефти, тыс.т	извлекаемых запасов нефти, %	коэффициента извлечения нефти, %
I	C ₁	48,0	0,211	46,4	0,204	-1,6	-3,3	-3,3
II	C ₁	36,0	0,187	37,0	0,192	1,0	2,8	2,8
В целом	C₁	84,0	0,200	83,4	0,199	-0,6	-0,7	-0,7



5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

Сопоставление основных технико-экономических показателей по вариантам разработки представлены в таблице 5.1.1.

Полученные результаты расчетов экономических показателей проекта в расчетных (без учета инфляции) ценах по вариантам за прибыльный период приведены в таблице 5.1.2.

При проведении анализа полученных технико-экономических показателей по вариантам разработки было определено, что самыми наилучшими экономическими показателями характеризуется рекомендуемый вариант разработки 2.

Таблица 5.1.1-Технико-экономические показатели по вариантам

№№ п/п	Показатели	ЕИ	Вариант 1	Вариант 2
1	Проектный период	годы	2026-2060	2026-2050
	<i>количество лет проектного периода</i>	<i>лет</i>	35	25
2	Прибыльный период	годы	2026-2026	2026-2043
	<i>количество лет прибыльного периода</i>	<i>лет</i>	1	18
3	Объем добычи жидкости			
	<i>за проектный период</i>	<i>тыс.т</i>	683,0	1 508,0
	<i>за прибыльный период</i>	<i>тыс.т</i>	24,8	999,3
4	Объем добычи нефти			
	<i>за проектный период</i>	<i>тыс.т</i>	21,4	45,1
	<i>за прибыльный период</i>	<i>тыс.т</i>	1,4	36,9
7	Объем закачки воды			
	<i>за проектный период</i>	<i>млн. м³</i>	566,9	1 251,1
	<i>за прибыльный период</i>	<i>млн. м³</i>	20,1	823,3
5	Коэффициент извлечения нефти			
	<i>за проектный период</i>	<i>%</i>	16,2	21,8
	<i>за прибыльный период</i>	<i>%</i>	11,4	19,9
12	Движение фонда скважин			
	<i>Бурение добывающей нефтяной горизонтальной</i>	<i>скважина</i>	0	1
	<i>Перевод скважин из одних объектов на другие</i>	<i>скважина</i>	0	8
	<i>Выбытие добывающих нефтяных скважин</i>	<i>скважина</i>	0	1



Таблица 5.1.2-Интегральные экономические показатели в расчетных (без учета инфляции) ценах

№.№ п/п	Показатели	ЕИ	Вариант 1	Вариант 2
1	Прибыльный период	годы	2026-2026	2026-2043
2	Объем добычи нефти	тыс. т	1,37	36,88
4	Объем добычи газа	млн. м ³	0,00	0,13
5	Объем реализации нефти	тыс. т	1,36	36,59
6	Коэффициент извлечения нефти	%	11,41	19,86
7	Совокупный доход от реализации УВ	тыс. \$	410,73	11 035,46
8	Эксплуатационные затраты	тыс. \$	252,22	9 653,36
9	Производственная себестоимость 1 тонны УВ	\$/т УВ	360,58	204,21
10	Полная себестоимость 1 тонны УВ (с учетом	\$/т УВ	183,20	260,97
11	Капитальные вложения без учета НДС	тыс. \$	0,00	958,14
12	Удельные капитальные вложения на 1 тонну УВ	\$/т УВ	0,00	25,90
13	Операционный доход - (доходы от реализации -	тыс. \$	158,50	1 382,10
14	Рентабельность производства (RIRR)	%	38,59	12,52
15	Чистая прибыль предприятия после всех выплат	тыс. \$	130,25	1 108,85
16	Потоки денежной наличности предприятия	тыс. \$	200,51	1 734,47
17	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке	тыс. \$	67,91	781,59
18	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке	тыс. \$	66,37	611,08
19	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке	тыс. \$	63,48	381,66
20	Внутренняя норма прибыли (IRR) по простому	%	0,00	11,60
21	Доходы Республики Казахстан в виде налогов и	тыс. \$	145,46	2 648,25
22	Дисконтированные доходы РК при ставке	тыс. \$	91,64	1 431,06
23	Дисконтированные доходы РК при ставке	тыс. \$	89,56	1 205,29
24	Дисконтированные доходы РК при ставке	тыс. \$	85,67	890,63



6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Выбор техники и технологии добычи нефти и газа основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, технологических показателей и условий эксплуатации скважин.

В соответствии с этим, рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

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

Технологические условия эксплуатации скважин

По состоянию изученности на 01.04.2026 г. на месторождении Боркылдакты пробуренный фонд составляет всего 4 скважины.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 3 ед., из которых: в действующем фонде числятся все 3 ед. Все скважины эксплуатируются эксплуатируются механизированным способом, с использованием винтовых насосов (ВШНУ)

Нагнетательный фонд скважин на месторождении представлен единственной скважиной БОР-2.

Исходной информацией для выбора техники и технологии добычи продукции скважин на месторождении послужили данные, полученные в результате испытания, исследования и эксплуатации скважин.

На месторождении используются винтовые штанговые насосные установки фирмы «Weatherford» моделей 120ST10 и 15-1400.

Статор винтовых насосов спускается в скважину на колонне НКТ диаметром 73 мм, а многозаходный ротор (винт) на 22 мм колоннах штанг. Устьевые приводы ВШНУ обеспечивают возможность изменения режима откачки увеличением или уменьшением числа оборотов вращения ротора.

На месторождении регулирование параметров работы насоса осуществляется регулировкой регулятора напряжения на ШСУ, что изменяет частоту вращения штанг и соответственно изменяет параметры работы насоса. Регулирование параметров работы насосов регулировкой регулятора напряжения на ШСУ имеет следующие преимущества:

- нет больших ограничений по диапазону регулирования параметров работы насоса;
- не требует остановки работы насоса, не снижает показатели КПД насоса;



- позволяет с удовлетворительной точностью производить регулирование;
- при снижении параметров работы насоса потребляемая мощность не остается на одном уровне, т.е. снижается энергопотребление при меньшей её потребности.

Обоснование выбора способа эксплуатации скважин

Продуктивность месторождения Боркылдакты была установлена скважиной БОР-1, где был получен приток нефти из триасовых отложений.

На сегодняшний момент скважины эксплуатируются механизированным способом, используется ВШНУ, хорошо зарекомендовавший себя на аналогичных месторождениях, со схожими геолого-физическими характеристиками, но решение этого вопроса в каждом конкретном случае требует индивидуального подхода.

Как уже было отмечено выше, используются винтовые штанговые насосные установки фирмы «Weatherford» моделей 120ST10 и 15-1400.

Линейка насосов Weatherford с такими параметрами относится к установкам средней производительности. Модели 15-1400 часто применяются для:

Добычи высоковязкой нефти: Винтовые насосы эффективнее ШГН (балансирных станков-качалок) при работе с тяжелой нефтью, так как они создают ламинарный поток без пульсаций.

Скважин с выносом песка: Эластомер статора «поглощает» твердые частицы, что снижает износ по сравнению с плунжерными насосами.

Стабильной подачи: позволяют точно регулировать дебит изменением частоты вращения привода (ЧРП).

При подборе насоса данной производительности, необходимо обратить внимание на подбор эластомера, так как для моделей 1400 (высокий напор) критически важен подбор состава статора в зависимости от температуры в скважине и наличия агрессивных сред (H_2S , CO_2). Также, при монтаже Weatherford 15-1400 важно соблюдать глубину посадки ротора в статор, чтобы обеспечить расчетный натяг и избежать преждевременного сгорания эластомера.

Касательно модели насоса 120ST10, по сравнению с моделью 15-1400, эта установка ориентирована на большие объемы добычи. Она хорошо подходит для скважин с высоким дебитом, где требуется перекачивать много жидкости при умеренном давлении. Также геометрия серии ST оптимизирована для снижения пускового момента, что уменьшает нагрузку на штанговую колонну и наземный привод (вращатель).

Обоснование и выбор оборудования и режимов работы механизированных скважин



Винтовые скважинные насосные установки (ВШНУ)

Конструкция винтового насоса основана на спирали, состоящей из двойной спирали, и винтовой насос поднимает жидкость путем образования серии изолированных полостей, которые двигаются внутри статора винтовым движением.

Каждая полость изолирована от другой, хотя всегда есть небольшая щель между полостями, приводящая к утечке флюида, и эта щель может стать причиной снижения полезного действия насоса, поскольку возникает изнашивание ротора, потому что выше расположенные камеры всегда находятся под большим давлением, чем ниже расположенные камеры. Заводы-изготовители дают информацию, что каждая камера (каждый «подъем» или один полный оборот ротора) может создать давление приблизительно 350 кПа, поэтому существует высокий градиент давления в направлении вниз.

Эластомер является ключевым элементом в конструкции насоса: он должен быть достаточно жесткий для того, чтобы выдержать вкрапление гранул песка, а еще достаточно гибким для того, чтобы гранулы песка смогли деформировать эластомер и выйти по мере прохождения переднего края ротора. Эластомер должен быть стойким к ароматическим компонентам, которые содержатся в добываемой нефти, и установлен внутри статора с высокой точностью без дефектов, таких как пузырьки, грязь или дефекты поверхности, которые приводят к преждевременному выходу из строя. С учетом проведения возможных работ по термической обработке скважин с применением пара, эластомеры винтовых насосов должны подбираться исходя из возможного высокотемпературного воздействия.

Обычно роторы покрыты хромом с целью придания поверхности большей устойчивости к износу от стирания песком. Тем не менее, на практике наблюдается, что хром на направляющей кромке ротора изнашивается относительно быстро в течение первых нескольких месяцев, обычно оголяя сталь. Хром может наноситься повторно на использованные роторы для повторного многократного использования, если износ не слишком чрезмерный.

В процессе всего периода проекта пробной эксплуатации вся информация по эксплуатации винтовых насосов должна тщательно сохраняться (например, срок службы, причины смены, снижение эффективности работы) для того, чтобы могли быть выбраны конструкции насосов, которые были бы оптимальными для месторождения. Заводы-изготовители насосов также весьма заинтересованы в этих данных, поскольку эти данные используются для контроля качества, что, в конечном счете, приводит к усовершенствованию продукции и оптимизации эксплуатации насосов на отдельных



месторождениях. Некоторые рассматриваемые варианты для насосов, если возникнут проблемы со стандартной конструкцией, могут включать следующее:

- использование насоса большей производительности (большей объемной производительности) и эксплуатирующегося при меньшем количестве оборотов в минуту для достижения больших дебитов.
- использование борированных роторов вместо стандартных хромированных роторов.
- использование более длинных насосов с большим количеством ступеней фаз с целью увеличения срока службы, поскольку насос может сохранять коэффициент полезного действия в течение более продолжительного времени перед сменой. В этом случае, высота подъема нагнетаемой жидкости должна создавать меньшее общее давление, чем в случае с меньшим количеством подъемов, что снижает утечку и износ.

Условия выбора ВШНУ, режим работы, подземная компоновка

Краткое описание выбора элементов конструкции винтовых насосов приводится ниже. Более подробная информация может быть предоставлена заводами изготовителями.

Выбор винтового насоса зависит от следующих факторов:

- Тип нефти. Высокое содержание циклических (ароматических) углеводородов имеет пагубное действие на более дешевые эластомеры (разбухание эластомера приводит к повреждению эластомера и высокому крутящему моменту). Более высокого качества эластомеры типа «буна» используются в агрессивных флюидах.
- Коэффициент полезного действия насоса. Это - функция скорости утечки жидкости между полостями, а также это - функция вязкости флюида. Для воды лучше всего использовать насосы с посадкой с натягом, в которых диаметр ротора немного больше, чем диаметр статора на, пожалуй, 10-20 мкм.
- Дифференциальный нагрев. Если дифференциальный нагрев является проблемой, который ведет к преждевременному износу эластомера, рекомендуется применять статор с внутренней спиральной конфигурацией. В этой конструкции заложена постоянная толщина эластомера и дифференциальный нагрев не является проблемой.
- Содержание песка. Роторы с твердым покрытием или хромированные роторы рекомендуются к применению во всех случаях, когда содержание песка превышает ($>0.1\%$) для сопротивления и замедления истирающего действия. Поступление мелкозернистых частиц (глин) не влияет на износ конструкции винтовых насосов, поскольку глины не имеют абразивного действия. Иначе говоря, винтовые насосы



могут справиться с широким спектром песчаной фракции.

- Объемная производительность. Производительность насоса является функцией дебита добычи общих флюидов скважины. В общем, общей практикой является проведение анализа выбора насоса, основываясь на ожидаемых объемах дебитов.
- Спускать насос рекомендуется непосредственно в интервал перфорации для более эффективного выноса поступающего из пласта песка.

В последнее время на рынке услуг по нефтяному оборудованию, ВШНУ представлены многими фирмами, без принципиальных различий и отличающиеся в основном стоимостью установок.

Выбор скважин для оборудования ВШНУ должен основываться на возможности установления оптимальных режимов с учетом характеристики скважин и насосной установки. Рекомендуется установку оборудовать наземным щитом управления, позволяющим регулировать частоту оборотов в минуту (скорость вращения ротора) без остановки скважины.

Выбранное и установленное механизированное оборудование должно обеспечивать:

- *надежную и безаварийную работу скважин;*
- *устанавливать необходимый режим и вести заданный отбор продукции;*
- *высокий коэффициент полезного действия и межремонтный период работы оборудования;*
- *возможность осуществления контроля и регулирования процесса разработки и режима работы скважин.*

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

Добыча нефти сопровождается неизбежным изменением термодинамических условий и переходом нефти из пластовых условий к поверхностным. При этом понижаются давление и температура, уменьшается растворимость по отношению к парафину и, следовательно, к выпадению парафина на скважинном и устьевом оборудовании скважин. Парафины выпадают из нефти в виде мельчайших твердых кристаллов. При некоторых условиях эти кристаллы могут осаждаться на стенках каналов в призабойной зоне, в эксплуатационной колонне, в подъемных трубах, выкидных трубопроводах, емкостях и хранилищах для нефти.

Парафин образовывается при понижении температуры вследствие расширения газа при снижении давления во время движения по стволу скважины.



Нефть месторождения Боркылдакты в своем составе содержит: до 5,34 % парафина и смол силикагелевых – до 13,46 %. Температура застывания нефти ниже «минус» 9 °С.

Смолы легко оседают на различных адсорбентах. Даже незначительное количество парафина и асфальтенов при понижении температуры переходят в дисперсное состояние, что способствует осаждению на них смол.

Также, отложению парафина на стенках труб способствуют следующие факторы: шероховатость стенок труб, малые скорости движения нефти. Толщина отложений парафина на внутренних стенках труб увеличивается от забоя к устью скважины по мере снижения температуры и дегазации нефти.

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

Пластовые воды месторождения относятся к хлоркальциевому типу и имеют минерализацию в среднем 215 г/л.

Для минерализованной пластовой воды уровень коррозии будет зависеть от состава и содержания коррозионно-активных компонентов, таких как хлорид-ионы, бикарбонат-ионы и pH. Высокая коррозионная активность соответствует значениям хлорид-ионов свыше пороговых в 50 мг/л в интервале значений pH 4,5-8,5. Содержание хлоридов в пластовой воде месторождения Боркылдакты превышает пороговое значение в сотни раз.

В пластовой воде присутствуют сульфат-ионы (до 0,61 г/л), однако их содержание недостаточно для развития полноценного биоценозного комплекса. По компонентному составу и степени воздействия воды продуктивных пластов характеризуются как сильноагрессивные среды, вызывающие общую и локальную виды коррозии.

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

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

Коррозионный мониторинг должен включать применение технологических мер по защите от коррозии подземного оборудования скважин и системы сбора и подготовки продукции скважин. Технологические методы защиты представляют собой комплекс мероприятий, включающих применение герметизированных систем производства. При



явлениях выноса песка необходимо предусмотреть мероприятия по его предупреждению, или сведению выноса песка до уровня, когда с помощью технологических методов можно обеспечить антикоррозионный режим движения флюида.

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

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

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

Резюмируя, можно сформировать основные осложнения на месторождении Боркылдакты, связанные с:

- загрязнением нефтепромыслового оборудования, системы сбора и подготовки нефти отложениями асфальтено-смолистых веществ (АСВ);
- обводнённостью продукции скважин;
- необходимостью повышения производительности скважин;
- обострением коррозионной ситуации.

Согласно данным, представленных недропользователем, осложнений, связанных с песком, АСПО и другими компонентами пласта или пластового флюида, при эксплуатации винтовых забойных насосов в скважинах практически не было. Отмечалось незначительное осаждение парафинов на поверхности труб и штанг. Все проблемы с подземным оборудованием скважин объясняются механическими причинами, такими как износ и усталость материалов оборудования.

6.3. Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутрипромыслового сбора и транспорта в соответствии с «Единые правила...» (11) должна удовлетворять следующим требованиям:

- *обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;*
- *обеспечить минимальные потери нефти и газа;*



- обеспечить минимальные выбросы в атмосферу;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой.

В настоящее время на месторождении Боркылдакты функционируют следующие основные объекты и сооружения:

- Добывающие скважины БОР-1, БОР-3 и БОР-4;
- Нагнетательная скважина БОР-2;
- Выкидные линии $D = 80$ мм;
- Манифольд;
- трехфазный сепаратор НГСВ 2-1.4-1200, ($V = 6,5 \text{ м}^3 - 1 \text{ ед.}$);
- ГРПШ – 1 ед.;
- Факельная установка в комплекте с конденсатосборником;
- Путьевой подогреватель ППНП-0,2/6,3-А;
- Отстойник нефти ОГН-П-73 $\text{м}^3 - 1 \text{ ед.}$;
- Отстойник нефти ОГН-П-63 $\text{м}^3 - 1 \text{ ед.}$;
- Накопительная емкость для нефти РГСН ($V = 100 \text{ м}^3$);
- Накопительная емкость для нефти РГСН ($V = 73 \text{ м}^3$);
- Подземная дренажная емкость ($V = 5 \text{ м}^3$);
- Технологические циркуляционные насосы КМ100-80-170-Е – 1 ед.;
- Накопительная емкость для воды РГСВ ($V = 63 \text{ м}^3 - 2 \text{ ед.}$);
- Насосная станция для ППД – 1 ед.; насос НБ-125ИЖ – 2 ед. (1 ед. рабочая и 1 ед. – резервная);
- Механическая сливно-наливная установка АСН-2 – 1 ед.;
- Емкость для хранения дизельного топлива для электрических генераторов ($V = 30 \text{ м}^3 - 1 \text{ ед.}$);
- Дизельный генератор (ДЭС, 250 кВт) – 1 ед.

По состоянию на 01.04.2026 г. на месторождении Боркылдакты всего пробурены 4 скважины (БОР-1, БОР-2, БОР-3 и БОР-4).

Сбор и транспорт продукции скважин месторождения Боркылдакты осуществляется по лучевой герметизированной напорной системе.

Предварительная подготовка нефти проводится на ПСН месторождения Боркылдакты.

Газожидкостная смесь из скважин по выкидным линиям поступает на ПСН, на



площадку манифольдного блока, регулируемого через разные задвижки. Первоначально сепарация нефти от газа и воды происходит в блочном трехфазном нефтегазовом сепараторе НГСВ 2-1.4-1200, объем сепаратора $V = 6,5 \text{ м}^3$.

Далее, нефть проходит через путевой подогреватель ППНП1-0,2/6,3Ж (может работать на мазуте и на газе), где нагревается до 55°C .

Далее, нефть после ППНП1-0,2/6,3Ж, направляется под собственным давлением в емкости-отстойники нефти ОГН-П объемами 63 м^3 и 73 м^3 для отстаивания воды.

После нефть откачивается технологическим циркуляционным насосом КМ100-80-170-Е в емкости для хранения нефти объемами 100 м^3 и 73 м^3 .

Далее нефть отгружается через механическую сливно-наливную установку АСН-2 в автоцистерны и транспортируется для окончательной подготовки на УПН, находящуюся на Контрактной территории ТОО «Jasyl Energy» месторождения Восточный Макат.

Вода из отстойников направляется в емкости (2 ед.) для хранения воды объемами 63 м^3 .

Отделившаяся попутная пластовая вода с трехфазного сепаратора НГСВ 2-1.4-1200, объем сепаратора $V = 6,5 \text{ м}^3$ направляется под собственным давлением на емкости РГСН-63 м^3 (2 ед.), где производится замер воды.

При заполнении резервуаров, вода подается на нагнетательную скважину БОР-2 для закачки в продуктивные пласты при помощи насосов НБ-125 ИЖ (2 ед.). Также предусмотрена возможность автоматизированной системы налива АСН-2В.

Сепарированный газ с трехфазного сепаратора НГСВ 2-1.4-1200, объем сепаратора $V = 6,5 \text{ м}^3$, используется в качестве топлива на путевом подогревателе ППНП1-0,2/6,3-А.

Электроснабжение месторождения обеспечивается от дизельного генератора.

Вода на технологические нужды транспортируется из поселка Доссор.

Технологическая схема пункта сбора нефти (ПСН) месторождения Боркылдакты представлена на рисунке 6.3.1.



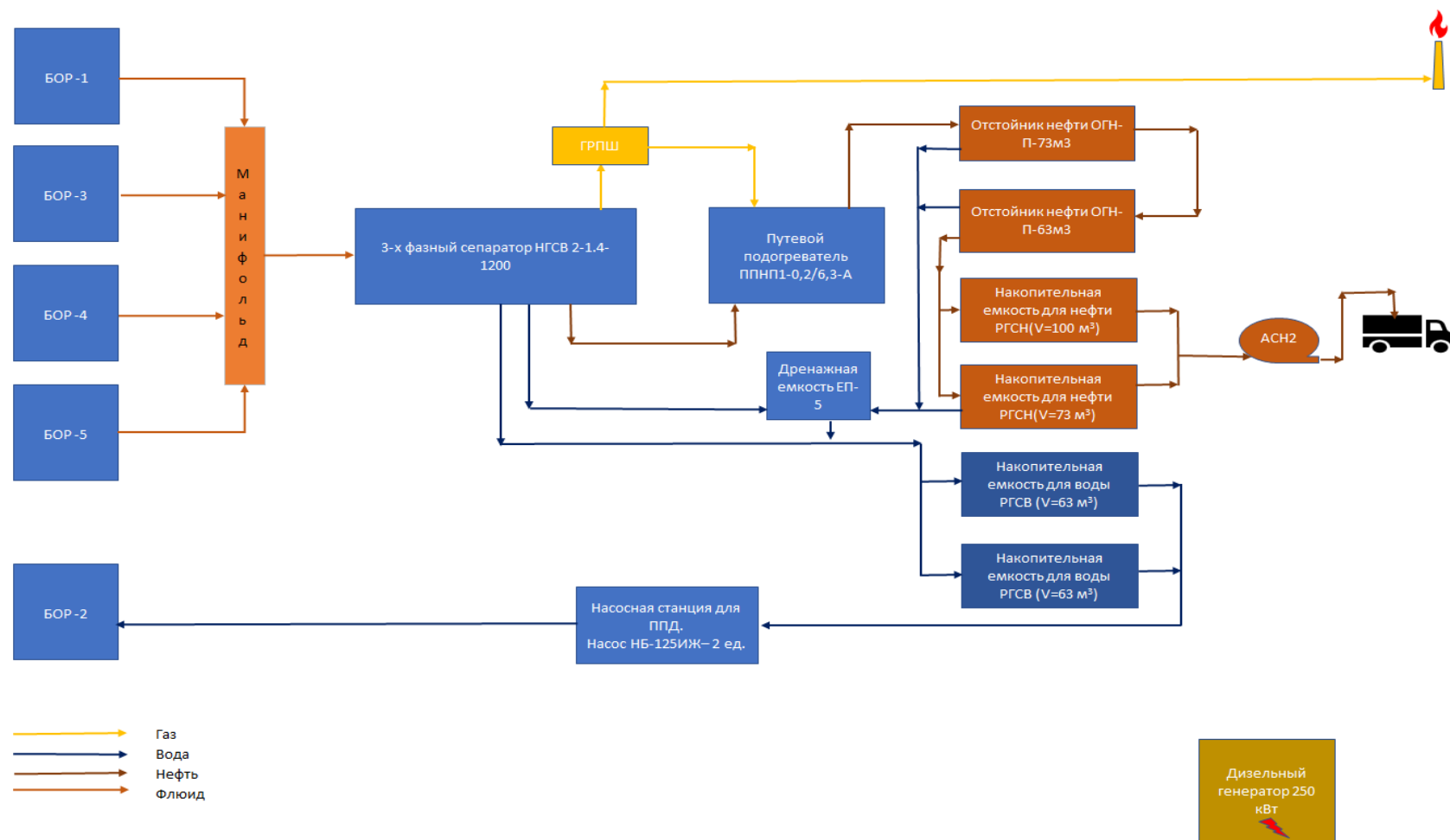


Рисунок 6.3.1-Технологическая схема пункта сбора нефти (ПСН) месторождения Боркылдакты



6.4. Рекомендации к системе поддержания пластового давления (СППД)

Закачка сточной воды в скважину БОР-2 (горизонт Т-2) началась в ноябре 2014 г.

Подготовка сточной пластовой воды происходит на пункте сбора нефти (ПСН), а в качестве источников воды используется попутнодобываемая вода.

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются: сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин; предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями; предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин; предупреждение жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

Требования к качеству воды согласно номенклатуре показателей по СТ РК 1662-2007 должны отвечать следующим условиям:

- *Водородный показатель (рН) должен равняться примерно 7, что соответствует наименьшей коррозионной активности воды.*
- *Содержание гидрокарбонат-иона. Не более 5 мг/моль*л.*
- *Содержание кальций-иона. Не нормируется.*
- *Содержание хлор-иона. Не нормируется.*
- *Содержание сульфат-иона. Не нормируется.*
- *Жесткость карбонатная. Не более 5 мг/моль*л.*
- *Показатель стабильности воды. Должна быть стабильной.*
- *Набухаемость пластовых глин. Вода не должна приводить к набуханию пластовых глин основных продуктивных горизонтов.*
- *Совместимость. Вода, выбранная для нагнетания в продуктивный пласт, должна быть совместима с пластовой водой и породой продуктивного коллектора.*
- *Емкостная характеристика. Уменьшение пористости поровых коллекторов продуктивного пласта в результате закачки воды не должно превышать 0,3 % в течение года. Уменьшение пористости в больших пределах может привести к ухудшению фильтрационной характеристики продуктивного коллектора.*
- *Коррозионная активность. Вода должна быть не коррозионно активной. При высокой коррозионной активности необходимо применять меры по защите оборудования.*
- *Содержание растворенного кислорода. Не более 0,02-0,05 мг/л. В некоторых случаях 1 мг/л.*
- *Содержание двуокиси углерода. Ограничивается в соответствии с*



требованием к коррозионной активности воды.

- Содержание сероводорода. Должен отсутствовать.
- Содержание механических примесей. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной неоднородности. Содержание механических примесей в воде после высушивания при 105 °С и в пробе после прокаливании при 600 °С должно быть одинаковым.
- Содержание в воде нефти. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной трещиноватости.
- Присутствие сульфатовосстанавливающих бактерий. Должны отсутствовать. Показатель не нормируется при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород.
- Содержание иона-железа. Содержание иона окисного железа должно быть не более 1 мг/л. При заводнении продуктивных пластов, воды которых содержат сероводород, ионы железа должны отсутствовать.

6.5. Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

В 2024 г. разработана **«Корректировка «Программы развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Боркылдакты на 2024-2026 гг.», с технологическими показателями на 2025 г.»** (14), которая была утверждена РГ МЭ Республики Казахстан (протокол № 23/4-2 от «01» ноября 2024 г.).

В 2025 г. разработана **«Корректировка № 2 «Программы развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Боркылдакты на 2024-2026 гг.», с технологическими показателями на 2026 г.»** (15), которая была утверждена РГ МЭ Республики Казахстан (протокол № 8/5-1 от «27» июня 2025 г.).

В рамках вышеназванных отчетов по корректировкам, в качестве основного источника использования сырого газа для месторождения Боркылдакты предусмотрен путевой подогреватель (типа ППНП1-0,2/6,3-А), установленный на пункте сбора нефти.

В связи с недостатком объемов сырого газа для эксплуатации печи подогрева только с использованием сырого газа, сырой газ будет использоваться одновременно с жидким топливом (нефть), путем подачи сырого газа через комбинированную горелку.

Технологически неизбежное сжигание (V_v) каких-либо объемов сырого газа, не предусматривается.

В таблице 6.5.1 представлен баланс сырого газа на ближайший 5-ти летний период промышленной добычи – 2026-2030 гг.



Таблица 6.5. 1-Баланс сырого газа по месторождению Боркылдакты на 2026-2030 гг.

Наименование показателей	Годы				
	2026	2027	2028	2029	2030
Добыча сырого газа, м ³	5 085	5 553	8 971	11 472	10 005
- потери газа, м ³	37,179	40,600	65,594	83,883	73,155
Добыча сырого газа (с учетом потерь), м ³	5 048	5 512	8 905	11 388	9 932
Расход сырого газа на собственные технологические нужды промысла, м ³	5 048	5 512	8 905	11 388	9 932
- ПППП-0,2/6,3-А	5 048	5 512	8 905	11 388	9 932
Расход газа при пуско-наладочных работах (V ₆), м ³	0	0	0	0	0
- не предусмотрено	-	-	-	-	-
Расход газа при эксплуатации оборудования (V ₇), м ³	0	0	0	0	0
- не предусмотрено	-	-	-	-	-
Расход сырого газа при планово-профилактических работах (V ₈), м ³	0	0	0	0	0
- не предусмотрено	-	-	-	-	-
Расход сырого газа при технологических сбоях оборудования (V ₉), м ³	0	0	0	0	0
Утилизация сырого газа, %	100	100	100	100	100



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

7.1. Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

7.1.1. Рекомендации к конструкциям скважин

На месторождении Боркылдакты в период продолжения промышленной разработки, согласно рекомендуемому варианту разработки, предусматривается ввод в эксплуатацию проектной добывающей наклонно-направленной скважины БОР-5 в середине 2028 г., а также двух независимых проектных вертикальных оценочных скважин (БОР-6 и БОР-8) в 2027 г. и двух зависимых (БОР-7 и БОР-9) – 2028 г.

Проектные глубины следующие:

- скважины БОР-5 – 1604 м;
- скважин БОР-6 и БОР-7 – 1680 м;
- скважин БОР-8 и БОР-9 – 1630 м.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважин, а также условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважин в случаях газонефтеводопроявлений.

Исходя из горно-геологических условий разреза месторождения, а также с учетом опыта ранее пробуренных скважин на месторождении Боркылдакты и в соответствии с «Едиными правилами...» (11), «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (16), предусматривается следующая проектная конструкция скважин:

➤ **Направление разбуривается долотом диаметра 444,5 мм, спускается колонна диаметром 339,7 мм на глубину 20 м. Направление устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при**



бурении под направление и канализации восходящего потока бурового раствора в циркуляционную систему. Колонна под направление цементируется до устья.

➤ **Кондуктор разбуривается долотом диаметра 311,1 мм, спускается колонна диаметром 244,5 мм на глубину 500 м.** Кондуктор устанавливается для перекрытия неустойчивых, сыпучих отложений и зоны поглощения водоносных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Колонна под кондуктор цементируется до устья.

➤ **Эксплуатационная колонна разбуривается долотом диаметра 215,9 мм, спускается колонна диаметром 177,8 мм на глубины 1604/1630/1680 м.** Эксплуатационная колонна устанавливается для испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция проектных скважин приведена в таблице 7.1.1.

Окончательные решения по конструкции проектных скважин, типе и компонентном составе бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, а также методе освоения для каждой конкретной скважины будут приняты при разработке технических проектов на строительство наклонно-направленных скважин.

Для герметизации устья скважины и предотвращения водонефтегазопроявлений предусматривается установить превентор под кондуктор: ОПЗ-210-80/210 (или аналоги).

После спуска эксплуатационной колонны на устье устанавливается колонная головка АФКЗ-65-210 для обвязки эксплуатационной колонны и кондуктора (таблица 7.1.2).

Согласно «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (16), отклонение фактической глубины скважины от предусмотренной в рабочем проекте не должно превышать ± 250 м.

В таблице 7.1.3 представлена проектная инклинометрия наклонно-направленной добывающей скважины БОР-5.

Таблица 7.1.1-Рекомендуемая конструкция проектных эксплуатационной и оценочных скважин

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента за колонной
	Долота	Колонны		
Направление	444,5	339,7	20	до устья
Кондуктор	311,1	244,5	500	до устья
Эксплуатационная	215,9	177,8	1604/1630/1680	до устья



Таблица 7.1.2-Оборудование устья проектных скважин

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается оборудование, мм
Кондуктор ОПЗ 210-80/210	21	1	339,7
Колонная головка ОКК1	21	1	244,5
Фонтанная арматура АФК1-65-210	21	1	177,8

Таблица 7.1.3-Проектная инклинометрия наклонно-направленной добывающей скважины БОР-5

Глубина замеренная (по стволу), м	Инклинометрия, град.	Глубина вертикальная, м	Координаты		Набор зенитного угла, град./30 м	Вертикальная секция, м
			Северной широты	Восточной долготы		
1	2	3	4	5	6	7
0,0	0	0,0	0,00N	0,00E	-	0
30,0	0	30,0	0,00N	0,00E	-	0
60,0	0	60,0	0,00N	0,00E	-	0
90,0	0	90,0	0,00N	0,00E	-	0
120,0	0	120,0	0,00N	0,00E	-	0
150,0	0	150,0	0,00N	0,00E	-	0
180,0	0	180,0	0,00N	0,00E	-	0
210,0	0	210,0	0,00N	0,00E	-	0
240,0	0	240,0	0,00N	0,00E	-	0
270,0	0	270,0	0,00N	0,00E	-	0
300,0	0	300,0	0,00N	0,00E	-	0
330,0	0	330,0	0,00N	0,00E	-	0
360,0	0	360,0	0,00N	0,00E	-	0
390,0	0	390,0	0,00N	0,00E	-	0
420,0	0	420,0	0,00N	0,00E	-	0
450,0	0	450,0	0,00N	0,00E	-	0
480,0	0	480,0	0,00N	0,00E	-	0
510,0	0	510,0	0,00N	0,00E	-	0
540,0	0	540,0	0,00N	0,00E	-	0
570,0	0	570,0	0,00N	0,00E	-	0
600,0	0	600,0	0,00N	0,00E	-	0
630,0	0	630,0	0,00N	0,00E	-	0
660,0	0	660,0	0,00N	0,00E	-	0
690,0	0	690,0	0,00N	0,00E	-	0
720,0	0	720,0	0,00N	0,00E	-	0
750,0	0	750,0	0,00N	0,00E	-	0
780,0	0	780,0	0,00N	0,00E	-	0
810,0	0	810,0	0,00N	0,00E	-	0
840,0	0	840,0	0,00N	0,00E	-	0
870,0	0	870,0	0,00N	0,00E	-	0
900,0	0	900,0	0,00N	0,00E	-	0
930,0	0	930,0	0,00N	0,00E	-	0
960,0	0	960,0	0,00N	0,00E	-	0
990,0	0	990,0	0,00N	0,00E	-	0
1000,0	0	1000,0	0,00N	0,00E	-	0
1020,0	1,14	1020,0	0,20N	0,00E	1,71	0,20
1050,0	2,85	1050,0	1,24N	0,00E	1,71	1,24
1080,0	4,56	1079,9	3,18N	0,00E	1,71	3,18
1110,0	6,27	1109,8	6,02N	0,00E	1,71	6,02
1140,0	7,99	1139,6	9,74N	0,00E	1,71	9,74
1170,0	9,70	1169,2	14,35N	0,00E	1,71	14,35
1200,0	11,41	1198,7	19,84N	0,00E	1,71	19,84
1230,0	13,12	1228,0	26,22N	0,00E	1,71	26,22



Продолжение таблицы 7.1.3

1	2	3	4	5	6	7
1260,0	14,83	1257,1	33,46N	0,00E	1,71	33,46
1290,0	16,54	1286,0	41,57N	0,00E	1,71	41,57
1320,0	18,25	1314,6	50,54N	0,00E	1,71	50,54
1350,0	19,96	1343,0	60,36N	0,00E	1,71	60,36
1368,2	21,00	1360,0	66,72N	0,00E	1,71	66,72
1369,3	21,00	1361,0	67,11N	0,00E	-	67,11
1380,0	21,00	1371,0	70,95N	0,00E	-	70,95
1399,3	21,00	1389,0	77,85N	0,00E	-	77,85
1410,0	21,00	1399,0	81,71N	0,00E	-	81,71
1430,3	21,00	1418,0	88,99N	0,00E	-	88,99
1440,0	21,00	1427,0	92,46N	0,00E	-	92,46
1449,6	21,00	1436,0	95,90N	0,00E	-	95,90
1470,0	21,00	1455,1	103,21N	0,00E	-	103,21
1500,0	21,00	1483,1	113,96N	0,00E	-	113,96
1530,0	21,00	1511,1	124,71N	0,00E	-	124,71
1542,8	21,00	1523,0	129,29N	0,00E	-	129,29
1560,0	21,00	1539,1	135,46N	0,00E	-	135,46
1584,6	21,00	1562,0	144,26N	0,00E	-	144,26
1590,0	21,00	1567,1	146,21N	0,00E	-	146,21
1603,8	21,00	1580,0	151,17N	0,00E	-	151,17

7.1.2. Требования к технологии и качеству цементирования скважин

Выбор технологии цементирования скважин проведен с учетом рекомендуемой конструкции проектных скважин, а также анализа крепления ранее пробуренных скважин (таблица 7.1.4).

Для обеспечения качественного цементирования в целом рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий.

Подготовка ствола скважины:

- *шаблонирование и проработка ствола скважины в местах посадок, сужений и отложений глинистой корки; после проработки ствола промывка скважины с доведением параметров бурового раствора в соответствие с проектом;*
- *применение специальных буферных жидкостей, обладающих разрыхляющими и смывающими свойствами, для удаления толстой глинистой корки;*
- *обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования.*

Технологическая оснастка обсадных колонн:

- *применение центраторов, турбулизаторов и скребков строго в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин, с учётом опыта работы ведущих отечественных и зарубежных фирм для обеспечения степени центрирования эксплуатационной колонны не менее 80 %;*
- *уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований.*



Технология и способ цементирования обсадных колонн:

- *использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения проектной высоты подъема цемента до устья и предотвращения возможных поглощений;*
- *расхаживание обсадных колонн в процессе цементирования;*
- *использование двух цементировочных пробок для лучшего разделения тампонажного и бурового растворов.*

Тампонажные растворы и материалы:

- *использование в качестве базового цемента высококачественного тампонажного цемента типа G (HSR) или тампонажного портландцемента типа ПЦТ I-CC-100;*
- *учитывая ожидаемый высокий газовый фактор, в качестве основного тампонажного материала по сравнению с используемой прежде ступенчатый способом, а так же со смесью тампонажного и облегченного цемента предлагается новая рецептура, обеспечивающая подъем на требуемую высоту цементный раствор облегченный тампонажный раствор плотностью $\rho = 1500 \text{ кг/м}^3$, состоящей из сухой смеси из тампонажного портландцемента и микросфер, который обладает оптимальным соотношением компонентов, лучшими свойствами, чем использовались прежде, а именно, характеризуется отсутствием водоотделения тампонажного раствора, с хорошими сцеплениями цементного камня с горной породой и с телом обсадных труб, а сформированный из него цементный камень имеет повышенную (в 1,2 раза) прочность сцепления с колонной. Приготовление образцов тампонажной смеси, определение плотности и водоотделения тампонажного раствора, прочности цементного камня производится в соответствии с ГОСТ 26798.0-26798.2-96;*
- *обеспечение плотности тампонажного раствора, соответствующей требованиям технических проектов на строительство скважин, и стабилизация раствора во время всего процесса цементирования путем применения осреднительной емкости;*
- *выбор соответствующих реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или пробкового) для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости;*
- *применение хлорида натрия или хлорида калия в качестве добавки при цементировании соленосных интервалов; использование эффективных химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов (понижители водоотдачи,*



ускорители и замедлители схватывания и т.д.) и получения качественного тампонажного камня.

Таблица 7.1.4-Рекомендации по цементированию обсадных колонн

Показатели	Кондуктор 244,5 мм x 500 м		Эксплуатационная колонна 177,8 мм x 1604/1630/1680 м	
	I	II	I	II
Высота подъема цемента	до устья	на 50-70 м выше башмака	до устья	на 100 м выше башмака
Тип цемента	ПЦТ-1-G-CC-1 или G (тип HSR)		ПЦТ-1-G-CC-1 или G (тип HSR)	
Плотность цементного раствора, г/см ³	1,50-1,55	1,89-1,90	1,55-1,65	1,90-1,92
Прочность при сжатии через 24 ч, МПа	3,5	17,0	3,5	17,0
Водоотделение, %	< 1	< 1	< 1	0
Водоотдача, см ³ /30мин (по API 10RP)	не регламентируется	не регламентируется	< 500	< 150
Добавки	облегчающая добавка, ускоритель схватывания, пеногаситель	ускоритель схватывания, пеногаситель	облегчающая добавка, понизитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель	соль (NaCl/KCl), понизитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель
Буферная жидкость	Техническая вода, ПАВ		Техническая вода, буферный материал, ПАВ	

7.1.3. Требования к производству буровых работ

Исходя из рекомендуемых проектных глубин и конструкции проектных скважин, бурение рекомендуется производить с буровой установки грузоподъемностью не менее 250 тонн, роторным способом и с использованием гидравлического забойного двигателя, долотами с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения. На буровой установке необходимо размещение всего комплекса очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора.

В качестве буровой установки рекомендуется использовать ZJ-30 (либо аналоги).

Способ бурения – роторный с использованием гидромониторных долот с маслonaполненными опорами, вид привода – дизельный.

Для герметизации обсадных колонн рекомендуется применение герметизирующих уплотнительных составов для муфтовых соединений типа Р-2, СУ-1, ГС-1, использование фторопластовой ленты.

В целях предотвращения поглощения бурового и цементного раствора в процессе бурения и цементирования колонн не следует допускать резких колебаний гидродинамических давлений.



С помощью стационарных газокаротажных лабораторий типа АГКС-4АЦ при бурении на скважинах необходимо производить непрерывный контроль за содержанием газонасыщенности бурового раствора.

Отбор керна осуществляется с применением колонкового снаряда КД11М-190/80 «Недра» или другими аналогами.

Для надежной охраны недр в процессе строительства скважины и ее дальнейшей эксплуатации должны выполняться следующие мероприятия: строго соблюдать разработанную конструкцию скважин, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения бурового раствора и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины; создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

7.2. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

7.2.1. Требования к типам и характеристикам промывочной жидкости при первичном вскрытии

Требования к буровым растворам разработаны с учетом геологической информации по месторождению Боркылдакты.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть проблемы, связанные как с геологическими условиями проводки скважины, так и другие:

- *осыпи стенок скважины;*
- *сужение ствола скважины;*
- *кавернообразование;*
- *прихватоопасность;*
- *нефтегазопроявления;*
- *желобообразование.*

При бурении ствола под эксплуатационную колонну весь вскрываемый разрез скважины имеет высокое содержание высококоллоидальных легкодиспергирующихся глин и аргиллитов (до 45 %), склонных к набуханию и, как результат, сужение ствола скважины и осыпи стенок скважины, что приводит к увеличению кавернозности ствола и прихватоопасности колонн при использовании не ингибированных систем промывочных жидкостей. Велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза, что приводит к снижению механической скорости проходки, ухудшению



качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, кольматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, т.е. ухудшению продуктивности скважин. При вскрытии продуктивных пластов необходимо предусмотреть ввод в буровой раствор поглотителя или нейтрализатора CO_2 .

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

- *низкое содержание в них твердой фазы;*
- *используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);*
- *для наибольшего сохранения коллекторских свойств и недопущения закупорки пласта, (при необходимости), в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные агенты;*
- *в случае возникновения поглощений бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент во избежание загрязнения коллектора.*

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы, (особенно в кавернозной части ствола), прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 2-3 м³.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора, (особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита, песко- и илоотделители, центрифуги.

7.2.2. Требования к типам и характеристикам перфорационной жидкости при вторичном вскрытии

Основными требованиями, предъявляемыми к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов, являются:



- создание противодавления на пласт, достаточного для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- недопущение колюматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей (CaCO_3 , KCl , K_2O_3), концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами.

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

Так как флюиды продуктивных пластов содержат CO_2 , необходимо вводить нейтрализаторы или поглотители кислорода.

При первичном вскрытии происходит колюматация призабойной зоны продуктивного пласта твердой фазой и фильтратом бурового раствора, которая приводит к ухудшению ее, (призабойной зоны), фильтрационно-емкостных свойств. Поэтому для снижения отрицательного воздействия процесса бурения на фильтрационные свойства призабойной зоны необходимо вторичное вскрытие производить кумулятивными перфораторами, создающими глубокие каналы, проникающие за пределы заколюматированной зоны продуктивного пласта.

Перфорацию рекомендуется производить перфораторами, спускаемыми на каротажном кабеле или на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ). В обоих случаях перфорацию рекомендуется производить при репрессии на пласт. Предлагаемая плотность прострела пластов – 16-20 отверстий на 1 погонный метр, в зависимости от местоположения скважины по проницаемости и нефтенасыщенной толщине пласта. После подъема перфораторов спустить внутрискважинное оборудование для фонтанной эксплуатации с пакером и клапаном-отсекателем. В затрубное пространство закачать надпакерную жидкость. Устье скважины оборудовать фонтанной арматурой. Обвязать фонтанную арматуру с наземными коммуникациями и технологическим оборудованием.



Рекомендуется применить перфорационные системы Predator XP4 1/2" и Predator 3 3/8" фирмы «Baker Hughes».

Достоинствами вышеперечисленных перфорационных систем являются:

- глубина проникновения зарядов составляет от 1,2 до 3,0 м, в зависимости от условия залегания коллектора, и как следствие, зона проникновения фильтрата промывочной жидкости минимально влияет на продуктивность скважины;
- интервал перфорации превышает 5 м, что значительно уменьшает время спускоподъемных операций;
- проводится «чистая» перфорация за счет депрессии на пласт, позволяющая снизить до минимума негативные факторы, связанные с прострелочно-взрывными работами, прежде всего засорения каналов и самой породы продуктами взрыва.

На этапе строительства скважин при опробовании и исследовании скважин должны выполняться следующие мероприятия:

- устья скважин с сепарационными и замерными установками оборудовать по схеме технологического регламента на испытание скважин;
- при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и получить разрешение для сжигания попутного газа;
- работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану.

В зависимости от местоположения скважин на площади при вскрытии продуктивного горизонта (проведении перфорации) рекомендуется в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения вскрывать не более 1/3 нефтенасыщенных толщин от кровли. Чисто нефтяная зона вскрывается полностью, в газонефтяных зонах во избежание преждевременного прорыва газа следует вскрывать также не более 1/3 нефтенасыщенных толщин от подошвы.

На этапе строительства скважин при опробовании и исследовании скважин должны выполняться следующие мероприятия:

- устья скважин с сепарационными и замерными установками оборудовать по схеме технологического регламента на испытание скважин;
- при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и получить разрешение для сжигания попутного газа;
- работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану.



При ликвидации скважин или длительной консервации выполняются все требования, в соответствии с правилами ликвидации и консервации объектов недропользования.

Хранение химических реагентов, цемента, барита должно осуществляться в крытых хранилищах на специальных настилах. Емкости и желоба циркуляционной системы должны быть герметизированы.



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

Месторождение Боркылдакты было открыто в феврале 2010 г., когда в результате опробования поисковой скважины БОР-1 была установлена продуктивность триасовых отложений.

В рамках настоящего Дополнения к действующему проектному документу обосновано выделение двух эксплуатационных объектов, как и в предыдущих проектных работах (4, 7), в которых сосредоточены все запасы УВС промышленной категории C_1 месторождения:

- **I-й объект** – продуктивные горизонты $T-I + T-II + T-III$;

- **II-й объект** – продуктивные горизонты $T-IVa + T-V + T-VI$.

Учитывая текущую стадию разработки и степень выработанности извлекаемых запасов нефти, в рамках настоящей работы, согласно п. 12 «Методические рекомендации...» (12), рассмотрены два варианта дельнейшей разработки месторождения Боркылдакты, которые отличаются между собой реализацией геолого-технических мероприятий по дострелам интервалов, переводам из одних объектов на другие, а также вводу скважин из бурения.

Проведенные результаты технико-экономической оценки рассмотренных трех вариантов разработки позволили **рекомендовать для практического продолжения реализации на месторождении Боркылдакты 2 вариант разработки**, который характеризуется наиболее выгодными технико-экономическими показателями разработки.

По **рекомендуемому 2 варианту разработки** будет достигнута нефтеотдача 19,9 % и рентабельные извлекаемые запасы нефти 83,4 тыс.т, а рентабельный период разработки (18 лет) – 2026-2043 гг.

По всем установленным залежам и, соответственно, в целом по месторождению Боркылдакты извлекаемые запасы нефти отнесены к промышленной категории C_1 .

Ниже приведено краткое описание основных положений рекомендуемого варианта разработки эксплуатационного объекта месторождения Боркылдакты.

Вариант 2 (рекомендуемый). В рассматриваемом варианте предусматривается дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения проектной добывающей наклонно-направленной скважины БОР-5 в середине 2028 г. Вместе с тем, в варианте разработки предусматривается самостоятельная эксплуатация выделенных объектов разработки, путем разукрупнения объектов в скважинах (изоляция интервалов перфорации), а также переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие.



Рассмотрим подробнее рекомендуемые геолого-технические мероприятия по регулированию процесса разработки.

В середине 2026 г. предусматривается изоляция действующих интервалов перфорации I-го эксплуатационного объекта в добывающих скважинах БОР-1, БОР-3 (ПРС по смене насоса) и БОР-4 и самостоятельное тестирование интервалов перфорации II-го объекта (Т-V горизонта), с последующим возвратом на I-й эксплуатационный объект (с изоляцией интервалов II-го объекта) скважин БОР-1 и БОР-4 в начале 2027 г. и скважины БОР-3 – начале 2028 г.

В середине 2028 г. предусматривается дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения проектной добывающей наклонно-направленной скважины БОР-5 на II-й эксплуатационный объект (Т-V горизонт), с последующим возвратом скважины БОР-5 на I-й эксплуатационный объект (с изоляцией интервалов II-го объекта) в начале 2035 г. На время эксплуатации (выработки запасов нефти) скважины БОР-5 на II-м объекте, в период 2028-2034 гг., предусматривается дополнительное приобщение интервала II-го объекта в нагнетательной скважине БОР-2.

Фонд скважин составит 5 ед., из которых: 4 ед. – добывающие и 1 ед. – нагнетательная.

В таблицах 8.1.1-8.1.3 представлено обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ **по рекомендуемому 2 варианту разработки** как по эксплуатационным объектам, так и в целом по месторождению Боркылдакты.



Таблица 8.1.1-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ в целом по месторождению Боркылдакты

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды								
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	1,432	1,564	2,527	3,232	2,818	2,431	2,076	1,741	1,436
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	1,4	1,6	1,4	3,2	2,8	2,4	2,1	1,7	1,4
1.2	новых скважин	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3	мех. способом	1,4	1,6	2,5	3,2	2,8	2,4	2,1	1,7	1,4
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	0	0	1	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	1	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	0	0	7	0	0	0	0	0	0
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	0	0	169	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	1700	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчетное время работы новых скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	0	0	365	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скв предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	1,2	1,4	1,6	1,4	3,2	2,8	2,4	2,1	1,7
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	1,2	1,4	1,6	3,8	3,2	2,8	2,4	2,1	1,7
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	1,4	1,6	1,4	3,2	2,8	2,4	2,1	1,7	1,4
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	0,2	0,1	-0,1	-0,6	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3
13	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	4	4	4	4	4	4	4
15	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	4	4	4	4	4	4	4
16	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд механизированных скважин, шт.	3	3	4	4	4	4	4	4	4
18	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	26,6	33,4	32,0	31,3	31,1	31,0	30,7	30,5	30,3
24.1	в т.ч.: новых	0,0	0,0	26,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	94,5	95,1	93,0	91,9	92,9	93,9	94,7	95,6	96,3
25.1	в т.ч.: новых	0,0	0,0	75,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,5	1,7	2,3	2,5	2,2	1,9	1,6	1,4	1,1
27	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	60,8	74,4	83,1	94,0	94,5	95,1	92,2	92,5	92,4
28	Добыча жидкости всего, тыс.т	25,9	31,6	35,9	40,1	39,9	39,7	39,5	39,2	38,8
29	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	261,7	293,3	329,2	369,3	409,1	448,9	488,4	527,5	566,4
30	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	48,0	49,5	52,1	55,3	58,1	60,5	62,6	64,4	65,8
31	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,114	0,118	0,124	0,132	0,138	0,144	0,149	0,153	0,157
32	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	57,1	59,0	62,0	65,8	69,2	72,1	74,6	76,6	78,3
33	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,7	1,9	3,0	3,8	3,4	2,9	2,5	2,1	1,7
34	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	3,8	4,3	7,3	10,1	9,8	9,4	8,9	8,1	7,3
35	Закачка рабочего агента, тыс.м ³	21,1	25,8	28,5	31,6	31,7	31,9	32,1	32,1	32,0
36	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м ³	172,5	198,2	226,8	258,3	290,1	322,0	354,1	386,1	418,2
37	Компенсация отбора текущая, %	93	93	90	89	90	91	92	94	95
38	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,005085	0,005553	0,008971	0,011472	0,010005	0,008631	0,007370	0,006182	0,005098
39	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	0,147	0,153	0,162	0,173	0,183	0,192	0,199	0,206	0,211



Продолжение таблицы 8.1.1

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды								
		2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	2,407	2,282	2,163	2,054	1,949	1,838	1,738	1,639	1,549
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	2,4	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5
1.2	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3	мех. способом	2,4	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчетное время работы новых скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скв предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	1,4	2,4	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	1,4	2,4	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	2,4	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	1,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
13	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3
15	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3
16	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд механизированных скважин, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3
18	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	73,6	73,3	73,2	73,0	72,8	72,5	72,4	72,2	72,0
24.1	в т.ч.: новых	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	96,8	97,0	97,1	97,2	97,4	97,5	97,6	97,8	97,9
25.1	в т.ч.: новых	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,4	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5
27	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	179,2	178,5	178,8	178,6	178,4	177,6	177,9	177,6	177,3
28	Добыча жидкости всего, тыс.т	75,1	74,9	74,7	74,5	74,3	74,1	73,9	73,7	73,5
29	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	641,5	716,4	791,1	865,6	939,9	1014,0	1087,9	1161,6	1235,1
30	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	68,2	70,5	72,7	74,7	76,7	78,5	80,2	81,9	83,4
31	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,162	0,168	0,173	0,178	0,183	0,187	0,191	0,195	0,199
32	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	81,2	83,9	86,5	88,9	91,3	93,4	95,5	97,5	99,3
33	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,9	2,7	2,6	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,8
34	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	13,2	14,5	16,0	18,1	21,0	25,0	31,6	43,5	72,9
35	Закачка рабочего агента, тыс.м ³	62,1	62,1	62,0	61,9	61,8	61,8	61,7	61,6	61,5
36	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м ³	480,3	542,4	604,4	666,3	728,2	789,9	851,6	913,2	974,7
37	Компенсация отбора текущая, %	95	95	95	96	96	96	96	96	96
38	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,008546	0,008101	0,007679	0,007293	0,006920	0,006526	0,006169	0,005819	0,005501
39	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	0,219	0,227	0,235	0,242	0,249	0,256	0,262	0,268	0,273



Таблица 8.1.2-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ по I-му эксплуатационному объекту месторождения Боркылдакты

Показатели	Годы и периоды								
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Добыча нефти, всего, тыс.т	0,419	0,902	1,366	1,304	1,243	1,185	1,133	1,083	1,036
<i>в т.ч.: из переходящих скважин</i>	0,4	0,9	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0
<i>новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>мех. способом</i>	0,4	0,9	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0
Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общее число дней работы новых скважин, сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>в т.ч.: добывающих скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>нагнетательных и специальных скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетное время работы новых скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетная добыча нефти из новых скв предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	0,9	0,4	0,9	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1
Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	0,9	0,4	0,9	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1
Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	0,4	0,9	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0
Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	-0,4	0,5	0,5	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0
Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	0	2	3	3	3	3	3	3	3
Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	0	2	3	3	3	3	3	3	3
Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд механизированных скважин, шт.	0	2	3	3	3	3	3	3	3
Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	15,8	31,3	32,9	32,8	32,7	32,6	32,4	32,3	32,1
<i>в т.ч.: новых</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	94,3	95,3	95,6	95,8	96,0	96,2	96,3	96,5	96,6
<i>в т.ч.: новых</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,9	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1
Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	60,8	74,4	73,3	73,4	73,2	73,2	72,9	72,7	72,4
Добыча жидкости всего, тыс.т	7,4	19,1	31,2	31,1	31,0	30,9	30,8	30,6	30,4
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	169,2	188,3	219,5	250,6	281,5	312,4	343,2	373,8	404,2
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	19,5	20,4	21,8	23,1	24,3	25,5	26,7	27,7	28,8
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,086	0,090	0,096	0,102	0,107	0,112	0,117	0,122	0,127
Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	40,7	42,6	45,4	48,1	50,7	53,2	55,5	57,8	60,0
Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,9	1,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2
Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	1,5	3,2	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,1	5,1
Закачка рабочего агента, тыс.м ³	21,1	25,8	25,5	25,4	25,4	25,4	25,4	25,2	25,1
Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м ³	172,5	198,2	223,7	249,2	274,6	300,0	325,3	350,6	375,7
Компенсация отбора текущая, %	324	154	93	94	94	94	94	95	95
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,001487	0,003203	0,004848	0,004629	0,004414	0,004208	0,004023	0,003846	0,003679
Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	0,063	0,066	0,071	0,076	0,080	0,084	0,088	0,092	0,096



Продолжение таблицы 8.1.2

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды								
		2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	2,407	2,282	2,163	2,054	1,949	1,838	1,738	1,639	1,549
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	2,4	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5
1.2	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3	мех. способом	2,4	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчетное время работы новых скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скв. предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	1,0	2,4	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	1,0	2,4	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	2,4	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	1,4	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
13	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3
15	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3
16	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд механизированных скважин, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3
18	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	73,6	73,3	73,2	73,0	72,8	72,5	72,4	72,2	72,0
24.1	в т.ч.: новых	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	96,8	97,0	97,1	97,2	97,4	97,5	97,6	97,8	97,9
25.1	в т.ч.: новых	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,4	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5
27	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	179,2	178,5	178,8	178,6	178,4	177,6	177,9	177,6	177,3
28	Добыча жидкости всего, тыс.т	75,1	74,9	74,7	74,5	74,3	74,1	73,9	73,7	73,5
29	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	479,4	554,3	629,0	703,5	777,8	851,9	925,8	999,5	1073,0
30	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	31,2	33,5	35,6	37,7	39,6	41,5	43,2	44,9	46,4
31	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,137	0,147	0,157	0,166	0,175	0,183	0,190	0,198	0,204
32	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	65,0	69,7	74,2	78,5	82,6	86,4	90,0	93,4	96,7
33	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	5,0	4,8	4,5	4,3	4,1	3,8	3,6	3,4	3,2
34	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	12,5	13,6	14,9	16,6	18,9	22,0	26,6	34,2	49,2
35	Закачка рабочего агента, тыс.м ³	62,1	62,1	62,0	61,9	61,8	61,8	61,7	61,6	61,5
36	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м ³	437,8	499,9	561,9	623,8	685,7	747,4	809,1	870,7	932,2
37	Компенсация отбора текущая, %	95	95	95	96	96	96	96	96	96
38	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,008546	0,008101	0,007679	0,007293	0,006920	0,006526	0,006169	0,005819	0,005501
39	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	0,104	0,112	0,120	0,127	0,134	0,141	0,147	0,153	0,158



Таблица 8.1.3-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ по II-му эксплуатационному объекту месторождения Боркылдакты

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды								
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	1,013	0,662	1,161	1,927	1,575	1,246	0,943	0,658	0,400
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	1,0	0,7	0,1	1,9	1,6	1,2	0,9	0,7	0,4
1.2	новых скважин	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3	мех. способом	1,0	0,7	1,2	1,9	1,6	1,2	0,9	0,7	0,4
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	0	0	1	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	1	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	0	0	7	0	0	0	0	0	0
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	0	0	169	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	1700	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчетное время работы новых скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	0	0	365	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скв. предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	0,3	1,0	0,7	0,1	1,9	1,6	1,2	0,9	0,7
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	0,3	1,0	0,7	2,4	1,9	1,6	1,2	0,9	0,7
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	1,0	0,7	0,1	1,9	1,6	1,2	0,9	0,7	0,4
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	0,7	-0,4	-0,6	-0,5	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
13	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	1	1	1	1	1	1	1	1
15	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	3	1	1	1	1	1	1	1	1
16	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд механизированных скважин, шт.	3	1	1	1	1	1	1	1	1
18	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд из другого объекта, шт.	0	0	1	0	0	0	0	0	0
20	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	1	1	1	1	1	1	1
22	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	1	1	1	1	1	1	1
23	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	19,0	37,0	27,5	26,9	26,5	26,3	25,9	25,6	25,1
24.1	в т.ч.: новых	0,0	0,0	26,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	94,5	94,7	75,0	78,6	82,3	85,9	89,2	92,3	95,3
25.1	в т.ч.: новых	0,0	0,0	75,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,0	2,0	6,9	5,7	4,7	3,7	2,8	2,0	1,0
27	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	0,0	0,0	17,3	17,7	18,3	18,9	19,3	19,7	20,0
28	Добыча жидкости всего, тыс.т	18,5	12,5	4,7	9,0	8,9	8,8	8,7	8,6	8,4
29	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	92,5	105,0	109,7	118,7	127,6	136,4	145,1	153,7	162,1
30	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	28,5	29,1	30,3	32,2	33,8	35,0	36,0	36,6	37,0
31	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,147	0,151	0,157	0,167	0,175	0,181	0,186	0,190	0,192
32	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	79,0	80,9	84,1	89,5	93,8	97,3	99,9	101,7	102,8
33	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,8	1,8	3,2	5,4	4,4	3,5	2,6	1,8	1,1
34	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	11,8	8,8	16,9	33,7	41,5	56,0	96,5	-	-
35	Закачка рабочего агента, тыс.м ³	0,0	0,0	3,0	6,1	6,3	6,5	6,7	6,8	6,9
36	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м ³	0,0	0,0	3,0	9,1	15,5	22,0	28,7	35,6	42,5
37	Компенсация отбора текущая, %	0	0	68	72	76	81	85	89	93
38	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,003597	0,002349	0,004122	0,006843	0,005591	0,004423	0,003347	0,002336	0,001419
39	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	0,085	0,087	0,091	0,098	0,103	0,108	0,111	0,114	0,115



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

Эффективность контроля за процессом разработки месторождения зависит от наличия полной и качественной информации о гидродинамических параметрах продуктивных пластов, емкостно-фильтрационных свойствах пластов-коллекторов, техническом состоянии скважин и т.д. В связи с этим, для получения более полной информации, в настоящем дополнении к проекту разработки предусмотрен комплекс необходимого объема исследовательских работ.

Получение такой информации обеспечивается качественным выполнением комплекса гидродинамических и промыслово-геофизических методов исследований пластов и скважин в сочетании с промысловыми данными и результатами лабораторных исследований керна и пластовых флюидов.

В таблице 9.1.1 представлен рекомендуемый комплекс исследовательских работ на месторождении Боркылдакты.

9.1. Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин

Бурение эксплуатационной добывающей наклонно-направленной скважины БОР-5, согласно рекомендуемого варианта разработки на месторождении Боркылдакты предусматривается в 2028 г., поэтому в процессе бурения скважины промыслово-геофизические исследования (ГИС) должны проводиться по двум направлениям:

1. В открытом стволе, после окончания проводки скважины;
2. В эксплуатационных скважинах – исследования по контролю за разработкой.

Исследования в открытом стволе.

Исходя из анализа материалов качественной и количественной интерпретации геофизических исследований в скважинах, выходящих из бурения, с целью расчленения разреза на коллекторы и вмещающие, выделения эффективных газо-, нефте- и водонасыщенных толщин и определения характера их насыщения, оценки фильтрационно-емкостных свойств, наиболее рационально выполнение следующего комплекса промыслово-геофизических исследований в открытом стволе.

Общие исследования по всему стволу в масштабе глубин 1:500: запись кажущегося сопротивления КС; боковой каротаж (БК); самопроизвольная поляризация (ПС); кавернометрия (КВ); естественная радиоактивность (ГК); нейтронный каротаж (НК).

Детальные исследования в интервалах продуктивных отложений в масштабе глубин 1:200, включают в себя: запись кажущегося сопротивления (КС); самопроизвольная поляризация (ПС); кавернометрия (КВ); естественная радиоактивность



(ГК); нейтронный каротаж (НК); индукционный каротаж (ИК); боковой каротаж (БК); микробоковой каротаж (МБК); акустический каротаж по скорости пробега упругих волн (АК); плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П).

Для учета искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве необходимо выполнить инклинометрию.

Особое внимание необходимо уделять исследованиям по оценке качества цементирования обсадных колонн – акустической цементометрии (АКЦ).

Исследования в эксплуатационной скважине.

После бурения проектной скважины БОР-5 основными задачами промыслово-геофизических исследований по контролю (ГИС) за разработкой являются: изучение профиля притока пластового флюида; исследования динамики продуктивности и энергетического состояния объектов эксплуатации; контроль за текущим положением водонефтяного контакта; контроль технического состояния обсадных колонн и качеством их цементирования.

Для решения поставленных задач в добывающих скважинах комплекс ГИС обычно включает высокоточную термометрию (ВТ) и барометрию для изучения распределения по всему стволу температуры и давления.

В интервале перфорации помимо термометрии и барометрии комплекс содержит: гамма-каротаж (ГК) – для привязки методов ГИС к разрезу и выявления техногенных гамма-аномалий; локатор муфт (ЛМ); механическую ((РГД) и термокондуктивную (СТД) дебитометрии – для определения профиля притока пластового флюида; влагометрию (ВГД) – для обнаружения мест притока воды и установления водонефтяного раздела в стволе скважины; плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК) – для разделения пластового флюида в стволе скважины на составляющие компоненты – газ, нефть, вода.

В скважинах, расположенных вблизи ВНК, в комплекс следует включить резистивиметрию для обнаружения начальных признаков обводнения.

В каждой скважине комплекс методов ГИС должен уточняться в зависимости от работы скважины и состава поступающего пластового флюида.

В соответствии с «Единые правила...» (11) первые исследования методами ГИС по контролю проводятся после вызова притока и достижения устойчивого режима работы скважины. Последующие исследования проводятся после любых воздействий на пласт, изменений в продуктивности скважин, изменений состава добываемого флюида.

При обнаружении признаков, указывающих на дефекты обсадных колонн, интервалов затрубной циркуляции проводятся повторные исследования АКЦ,



исследования толщиномером-дефектомером (СГДТ), а также комплекс ГИС для оценки герметичности обсадных колонн – метод естественной гамма-активности, расходомерию, локатор муфт, термометрию, причем термометрию проводят по всему стволу скважины.

Анализ материалов геофизических исследований, наряду с промысловыми данными позволит выделить работающие интервалы, определить профиль притока и характер поступающей из пласта жидкости, отбить водонефтяной контакт, контролировать глубину спуска башмака НКТ, следить за техническим состоянием колонн и выявлять интервалы межколонных перетоков.

ГИС в проектных оценочных скважинах следует проводить в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими методами исследования.

9.2. Комплекс физико-химических исследований нефти, газа и воды

Как известно, свойства нефти в пластовых условиях по месторождению Боркылдакты изучены по трем глубинным пробам, отобранных из скважин БОР-1 (горизонт Т-II, 2 пробы) и БОР-3 (горизонт Т-V, 1 проба). По остальным горизонтам свойства нефти в пластовых условиях остаются не изученными.

Учитывая вышеизложенное, недропользователю рекомендуется в проектной эксплуатационной скважине БОР-5 отобрать не менее 3-х глубинных проб нефти и газа, с проведением лабораторных исследований.

Периодичность отбора проб и исследований в проектной скважине БОР-5 – разовое, а в переходящих скважинах, по мере возможности, не менее одного раза в два года.

Также лабораторные исследования методом рекомбинирования проб нефти и газа рекомендуется выполнить с периодичностью один раз в год не менее в $\frac{1}{2}$ фонда добывающих скважин. При лабораторных исследованиях, в процессе растворения газа в нефти, необходимо придерживаться текущих термобарических условий пласта в конкретной скважине, из которого были отобраны пробы на поверхности.

Подход к выбору скважин для исследований, методы и средства для отбора и исследований глубинных проб пластовой нефти регламентируется в ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Для отбора качественных глубинных проб необходимо правильно подготовить скважину, главным условием, которого является работа скважины только на минимальном режиме.

Подготовка скважины для отбора глубинных проб выполняется в следующем порядке:



- *оборудование устья скважины лубрикаторной площадкой;*
- *предварительная отработка скважины в течение трех суток на минимальном режиме;*
- *остановка скважины на восстановление пластового давления;*
- *замер пластового давления и пластовой температуры;*
- *пуск скважины на минимальном режиме;*
- *отбор не менее трех проб пластовой нефти.*

Порядок выполнения экспериментов на установке высокого давления в зависимости от комплексов исследований (обязательный, расширенный или плотный) и методики расчетов определены ОСТ 39-112-80. По результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти строятся графические зависимости газосодержания, плотности пластовой нефти и объемного коэффициента от давления.

По отобранным пробам рекомендуется выполнить полный комплекс исследований, в который входят следующие характеристики: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, плотность, вязкость, молекулярная масса, структурно-механические свойства, коэффициенты сжимаемости и термического расширения пластовой нефти, компонентный состав газа, пластовой и дегазированной нефти. Кроме того, должно быть выполнено дифференциальное разгазирование с определением вышеперечисленных характеристик в зависимости от давления и температуры.

Вместе с тем, во всех переходящих добывающих скважинах, включая проектную скважину БОР-5, рекомендуется продолжить отбор и исследование не менее 3-х устьевых проб нефти из каждой скважины, с периодичностью один раз в год.

Продукция всех скважин характеризуется высокой обводненностью, в связи с чем необходимо вести контроль за физико-химическими свойствами и микробиологическим составом пластовых вод с периодичностью не менее одного раза в год из каждой скважины.

Контроль за свойствами и составом пластовой воды необходимо вести по следующим основополагающим показателям:

- *физико-химическая характеристика воды, в которую входят физические параметры – плотность, вязкость, температура, водородный показатель (рН) и химические параметры – 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ;*
- *микробиологический анализ – определение количества сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) в попутно-добываемой воде обводняющихся*



скважин.

9.3. Комплекс гидродинамических исследований скважин и пластов

Как известно, весь действующий фонд добывающих скважин месторождения эксплуатируется механизированным способом добычи, что осложняет проведение прямых замеров давлений в статическом и динамическом режимах работы скважин.

Поэтому для контроля за энергетическим состоянием пластов и скважин недропользователем проводятся наблюдения за статическими и динамическими уровнями в скважинах, по результатам которых рассчитываются пластовые и забойные давления. Результаты таких исследований имеют ряд недостатков и погрешностей, но позволяют косвенно судить об энергетической характеристике системы в целом.

Как известно, гидродинамические исследования МУО/МУУ, а также регистрацией КВД/КВУ/КПД не проводились на скважинах месторождения Боркылдакты длительное время.

Учитывая вышеизложенное, в проектной скважине БОР-5 при вводе в эксплуатацию рекомендуется обязательное проведение разовых гидродинамических исследований: при фонтанировании – МУО (не менее 3-х режимов) и регистрацией КВД, а при механизированном способе эксплуатации – МУУ (не менее 3-х режимов) и регистрацией КВУ.

Так, периодичность исследований МУУ рекомендуется выполнять по всему переходящему добывающему фонду скважин перед и после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) по обработке ПЗС, оптимизации режимов работы скважин и т.д. Периодичность замеров давлений на поздней стадии разработки должна составлять не менее 2-х раз в год по всем скважинам эксплуатационного фонда, а замеры статических и динамических уровней – не менее 1-го раза в месяц по каждой скважине.

Аналогичные режимные исследования МУЗ, а также КПД/КПУ должны проводиться и по нагнетательной скважине БОР-2 с такой же периодичностью, как и в добывающих скважинах.

Метод установившихся отборов/уровней (МУО/МУУ) позволяет определить коэффициент продуктивности добывающей скважины и оптимальный режим работы скважины. По результатам исследования скважин методом восстановления давления/уровня (КВД/КВУ) определяются комплексные параметры: гидропроводность и отношение проницаемости к приведенному радиусу скважины, а также проницаемость пласта в зоне вокруг скважины, коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях.



Согласно «Единые правила...» (11), в обязательный комплекс промысловых измерений входят: замеры промыслового газового фактора и определение обводненности продукции скважин.

При разработке эксплуатационных объектов месторождения Боркылдакты не прогнозируется снижение пластового и забойного давления ниже давления насыщения нефти газом и поэтому тестовые замеры газового фактора должны производиться с периодичностью 1 раз в год. В случае, если пластовое и забойное давления будут ниже давления насыщения нефти газом, периодичность следует увеличить до одного раза в месяц.

Замеры обводненности скважин, с учетом текущего состояния, рекомендуется осуществлять с периодичностью 4-5 раз в месяц.

Замеры дебита скважины по нефти, жидкости, устьевого, трубного и затрубного давлений рекомендуется производить ежедневно.

Таблица 9.1.1-Рекомендуемый комплекс исследовательских работ

№№ п/п	Виды исследований	Периодичность
1. Геофизические исследования		
1.1	Общие геофизические исследования (М 1:500) методами ПС (SP), КС, БК (DLL), ГК (GR), НК (CN), КВ (CALI), инклинометрия (ORIT)	Разовые исследования в проектной добывающей скважине БОР-5
1.2	Детальные геофизические исследования в продуктивной части разреза (М 1:200) методами ПС (SP), КС, индукционный широкополосный многозондовый каротаж ВИКИЗ (HDIL/AIT), БК (DLL), МБК (MLL), ГК (GR), НК (CN), КВ (CALI), АК (DT), литоплотностной каротаж ГГКП (ZDL)	Разовые исследования в проектной добывающей скважине БОР-5
1.3	Определение положения флюидных контактов и коллекторских свойств пластов-коллекторов RCI / MDT	Разовые исследования в проектной добывающей скважине БОР-5
1.4	Геофизические исследования в колонне: - уточнение выбора объекта и привязка к разрезу методами ЛМ (CCL), ГК (GR), ИНК (PNL), ТМ (TEMP); - контроль притока методами ЛМ (CCL), ИНК (PNL), ГК (GR), ТМ (TEMP), расходомерия, влагомерия, барометрия, резистивиметрия	Разовые исследования в проектной добывающей скважине БОР-5
1.5	Определение технического состояния обсадных колонн и цементного камня методами ЛМ (CCL), АКЦ (CBL)	Разовые исследования в проектной добывающей скважине БОР-5. В переходящих скважинах в процессе эксплуатации – по мере необходимости
2. Отбор и исследование проб нефти, газа и воды		
2.1	Отбор и исследование глубинных проб нефти и растворенного газа	Разовые исследования в проектной добывающей скважине БОР-5. По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в два года
2.2	Отбор и исследование поверхностных проб нефти и газа	Разовые исследования в проектной добывающей скважине БОР-5. По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в год



Продолжение таблицы 9.1.1

1	2	3
2.3	Отбор и исследование проб пластовой воды	Разовые исследования в проектной добывающей скважине БОР-5. По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в год
2.4	Определение источников обводненности	Во всех действующих скважинах – при резком изменении обводненности
3. Гидродинамические и промысловые исследования		
3.1	Замер дебитов нефти, жидкости, буферного и затрубного давления	Ежедневно по всем скважинам
3.2	Определение обводненности добываемой продукции	По действующему фонду добывающих скважин – не менее 4-5 раз в месяц
3.3	Определение газового фактора	При $P_{пл}$ и $P_{заб} > P_{нас}$ – раз в год и при $P_{пл}$ и $P_{заб} < P_{нас}$ – ежемесячно
3.4	Определение пластового давления (статического уровня) и температуры	Разовые исследования в проектной добывающей скважине БОР-5. Замер пластового давления по переходящему фонду скважин – не менее двух раз в год, замеры статических уровней – не менее одного раза в месяц
3.5	Определение забойного давления (динамического уровня)	Разовые исследования в проектной добывающей скважине БОР-5. Замер забойного давления по переходящему фонду скважин – не менее двух раз в год, замеры статических уровней – не менее одного раза в месяц
3.6	Исследования МУО (не менее 3-х режимов)	Разовые исследования в проектной добывающей скважине БОР-5. По эксплуатационному фонду скважин – перед и после проведения ГТМ и оптимизации режимов работы скважин
3.7	Исследования методом КВД/КВУ и КПД/КПУ	Разовые исследования в проектной добывающей скважине БОР-5. По переходящему фонду скважин – перед и после проведения ГТМ и оптимизации режимов работы скважин



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, 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 Боркылдакты, 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.

10.1. Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Боркылдакты 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 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 Боркылдакты, 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, исключаящее 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;*
- *откачку 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 запланированы:

- инвентаризация, сбор отходов с их сортировкой по токсичности в специальных емкостях и на специально оборудованных площадках;
- 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 Боркылдакты 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 выполняет следующие основные мероприятия:

- Обеспечивают ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;
- Обеспечивают вспомогательные работы на производстве;
- Трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведут контроль за планировочными работами;
- Проводится строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;
- Проводится контроль технического состояния оборудования;



- *Своевременно и качественно проводится техническое обслуживание и ремонт;*
- *При высоких скоростях ветра (10 м/с и более) слив и налив ГСМ прекращаются;*
- *Предусматриваются обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;*
- *Принимаются эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;*
- *Проводится 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;*
- *Предусмотрен контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий.*
- *Проводится планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;*
- *Используются системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;*
- *Задействована система автоматического контроля, включающая аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;*
- *Движение автотранспорта на месторождении регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;*
- *Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствие с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;*



➤ *Мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором Республики Казахстан;*

➤ *Рабочие и ИТР обеспечиваются спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках устанавливаются передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголок 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. Противоэпидемическая 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;*
- *инженерно-техническим работникам вменяется в обязанность организация 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 персонал, работающий на перемещении грунта, планировке, ремонтных работах, должен обеспечиваться 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.

- *Результаты проведенных наблюдений показали, что производственная деятельность предприятия не оказывает существенного влияния на состояние наблюдаемых компонентов. В то же время следует отметить, что даже небольшие отклонения от технологических режимов производственных процессов могут привести к отрицательным последствиям. Необходимо четко контролировать выполнение всех природоохранных мероприятий, предусматриваемых программами работ, не допуская при этом возникновения аварийных ситуаций.*



11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Дополнением №29 к Контракту №1117 от 4 марта 2003 года на проведение Разведки и Добычи углеводородного сырья (Государственный регистрационный №5509-УВС от 28 июля 2025 года) период разведки продлен до 22 ноября 2026 года» (1, 3).

Месторождение Боркылдакты находится на третьей стадии разработки, которая характеризуется ежегодным снижением объёмом добычи нефти и увеличением обводненности продукции.

По состоянию на 01.04.2026 г. на месторождении пробурено 4 скважины, в т.ч. 2 поисковые (БОР-1 и БОР-2), 1 разведочная (БОР-3) и 1 эксплуатационная (БОР-4). Добывающий фонд составляет 3 ед., (БОР-1, БОР-3, БОР-4), нагнетательный 1 ед. (БОР-2).

По количеству извлекаемых запасов, числящихся на государственном балансе РК, месторождение относится к **очень мелким** (до 1 млн. т. нефти извлекаемых запасов).

По состоянию на 01.04.2026 г. в целом по месторождению Боркылдакты отбор от НИЗ составил 55,5 %, текущий КИН достиг 0,143 доли ед., текущая обводненность продукции – 94,1 %. Проектный КИН – 0,2 д.ед.

Согласно технико-экономическим расчетам, рентабельный период разработки месторождения завершается в 2043 г.

С целью увеличения срока разработки месторождения, необходимо изыскание дополнительных источников прироста запасов УВС, как за счет увеличения коэффициента извлечения по разрабатываемым залежам, так и за счет увеличения геологических запасов в пределах установленных контуров нефтеносности по разрезу месторождения и возможного расширения/установления продуктивности горизонтов, выходящих за границы участка недр (горный отвод).

11.1. Обоснование увеличение участка добычи (горного отвода)

В пределах месторождения Боркылдакты прирост запасов УВС, возможен только за счет работ по доразведке на примыкающей к участку добычи территории с целью подтверждения того, что обнаруженная в пределах существующего горного отвода залежь (совокупность залежей), имеет свое продолжение за его пределами.

В 2024-25 гг. недропользователем ТОО «Jasyl Energy» проводились работы по доизучению сопредельных восточной и северо-западной частей структуры Боркылдакты, отделенных от центральной части тектоническими нарушениями, где были установлены залежи нефти в триасовых отложениях. В частности, была проведена переобработка и переинтерпретация материалов сейсморазведочных работ 3Д ранних лет в пределах площади Бек-Беке, которая включает в себя участок Боркылдакты.

Краткие результаты проведенных работ



В результате переобработки и комплексной структурно-динамической интерпретации сейсмических данных 3Д на контрактной территории ТОО «Jasyl Energy», на площади Бек-Беке, проведена структурная интерпретация с привязкой опорных отражающих горизонтов в юрско-меловой толще, триасе, в кровле соли и в подсолевой толще отложений. В связи с наличием в триасовых отложениях залежей нефти, дополнительно на площади месторождения были построены детальные структурные карты по отражающим, условным внутри триасовым горизонтам ОГ_Т-1, ОГ_Т-2 и ОГ_Т-3 (рис.11.1-11.3) приуроченных к продуктивным горизонтам Т-I, Т-III и Т-V.

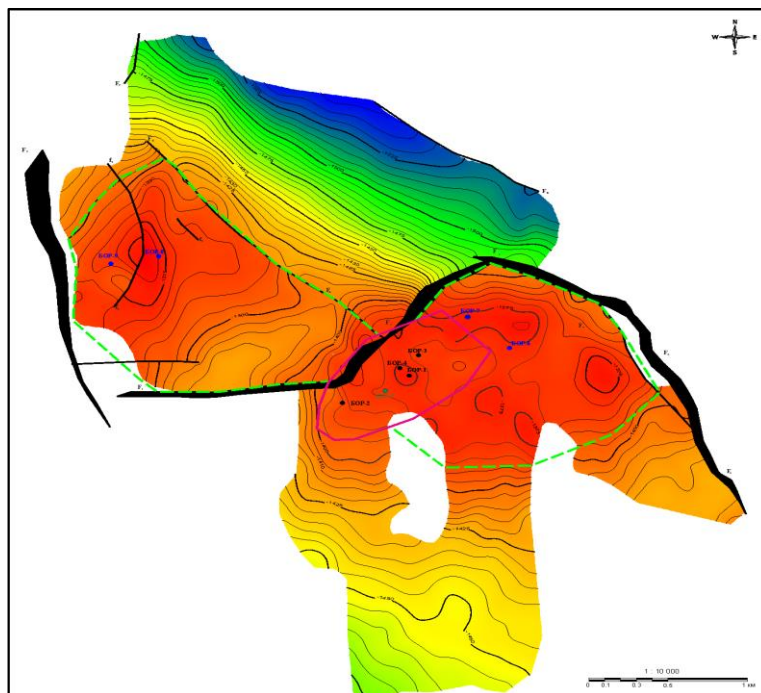


Рисунок 11. 1-Структурная карта по ОГ_Т-1.

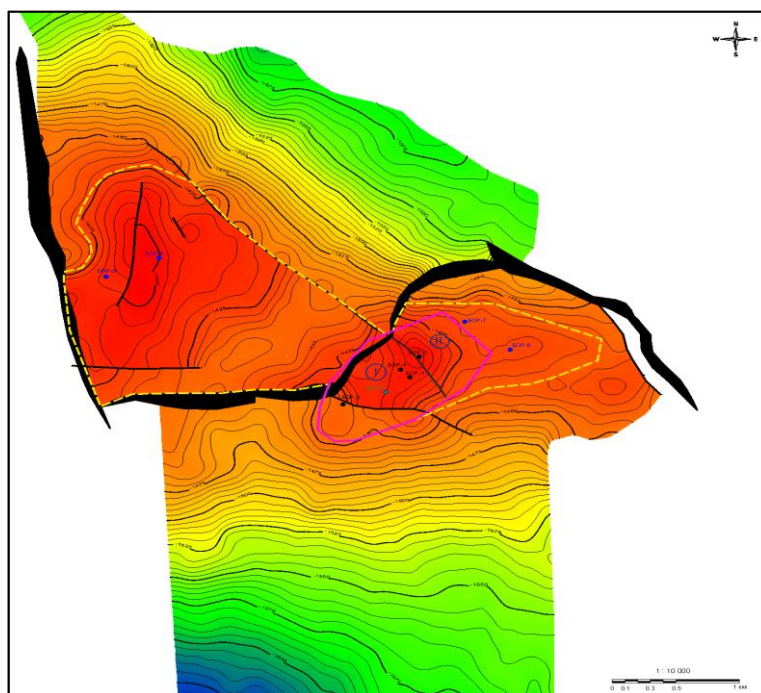


Рисунок 11. 2-Структурная карта по ОГ_Т-2.



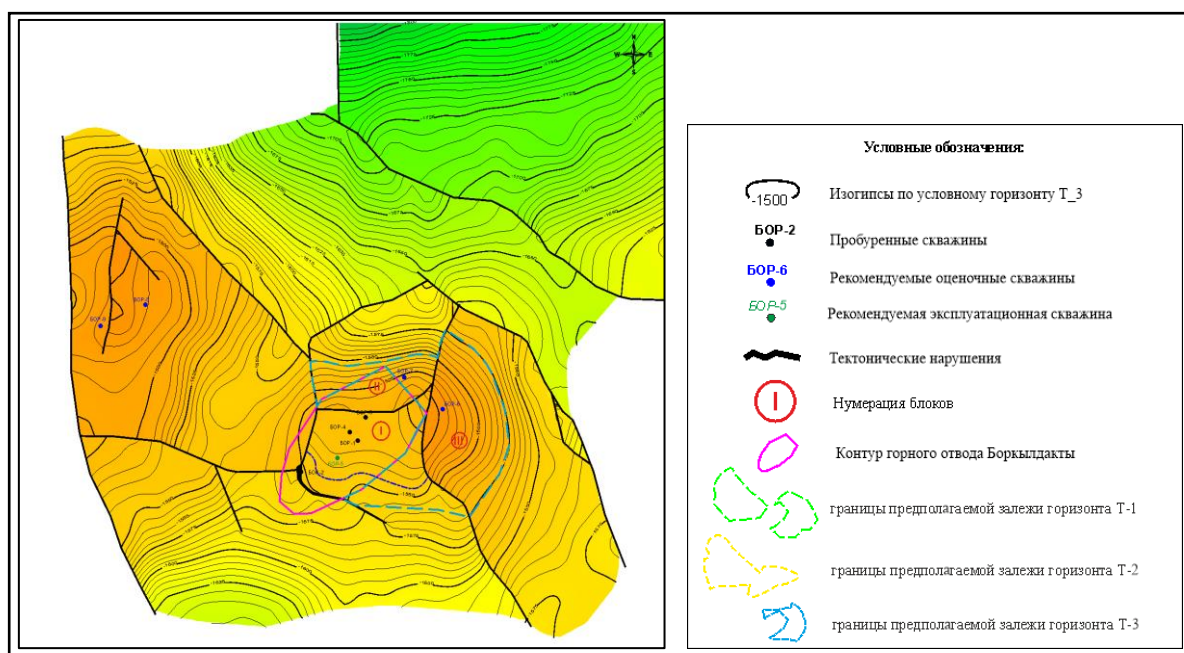


Рисунок 11. 3-Боркылдакты. Структурная карта по условному горизонту ОГ_Т-3.

Наличие нефтяных горизонтов в триасовых отложениях послужило основанием для проведения тщательного анализа геологического строения этого участка с учетом динамического анализа, по всем дополнительно построенным структурным картам по ОГ Т-1, Т-2 и Т-3 были рассчитаны карты сейсмофаций.

По динамическим характеристикам волнового поля по триасовым горизонтам пробуренные скважины на месторождении на картах сейсмофаций попадают в зону распространения пласта с улучшенными коллекторскими свойствами, а выделенные тектонические нарушения разделили, возможно, единую литологическую ловушку, ограниченную погребенными нарушениями.

В целом структура Боркылдакты представляет собой двухсводовое поднятие, **Основной и Северо-Западный** своды, разделенные разрывными нарушениями.

В пределах **Основного свода** по кровле ОГ_Т-1 (рис.11.1) и ОГ_Т-2 разрывным нарушением F₄ поднятие разделено на два блока (I и II), где выявлены залежи нефти в продуктивных горизонтах Т-I, Т-II и Т-III, оцененные по категории С₁. Основываясь на структурные построения по отражающим горизонтам ОГ_Т-1 и ОГ_Т-2, приуроченным к кровле продуктивных горизонтов Т-I и Т-III, можно предположить, что водонефтяные контакты залежей нефти данных продуктивных горизонтов в пределах блока II (р-н скв. БОР-3), выделенные на отметках -1374,8 и -1437,3 м, соответственно, распространяются в восточном направлении и выходят за границы горного отвода месторождения (рис. 11.1 - 11.2).



По кровле ОГ_Т-3, в восточной части структуры выделяется тектонически экранированный приподнятый блок III размером 1,5х0,9 км по изогипсе -1650 м и амплитудой 75 м. Перспективность этого блока подтверждается наличием амплитудной сейсмической аномалии, которая аналогична аномалиям, выделенным по результатам динамической обработки в пределах всей структуры и контура месторождения. В связи с этим выделенный тектонически экранированный блок III представляет большой интерес для расширения месторождения и здесь можно ожидать положительных результатов бурения в нефтегазоносном отношении (Рис. 11.3).

В пределах **Северо-западного свода**, отделенного от Основного тектоническим нарушением, по условным отражающим горизонтам, выделяется довольно крупное тектонически экранированное поднятие. По горизонту ОГ_Т-3 по изогипсе -1500 м поднятие имеет размеры 2,0х1,2 км при амплитуде 25 м. По горизонту ОГ_Т-2 по изогипсе -1425 м, поднятие имеет размеры 1,6х1,5 км при амплитуде 25 м. По ОГ_Т-1 по изогипсе -1400 м структура имеет размеры 1,8х1,6 км, при амплитуде 30 м, экранированное с востока, запада и юга тектоническими нарушениями. Строение этого блока аналогично строению Основного блока, поэтому, в зоне прогнозируемого распространения пласта с улучшенными коллекторскими свойствами рекомендуется бурение оценочных скважин (рис.11.1-11.3).

Таким образом, по результатам переобработки и переинтерпретации сейсмических материалов 3Д, перспективы нефтегазоносности связаны с двумя сопредельными участками, расположенными к востоку и северо – западу от горного отвода месторождения Боркылдакты.

Границы расширения участка недр

Участок недр (горный отвод) предоставлен ТОО «Jasyl Energy» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Боркылдакты (рег. № 651-Д-УВ от 05 июня 2024 года). Площадь участка недр составляет – 0,659 км². Глубина участка недр - до минус 1562,2 м.

Ниже приводится границы предоставленного участка недр (горного отвода и географические координаты угловых точек и показаны на картограмме (табл.11.1.1, рис. 11.1.1).



Таблица 11. 1-Географические координаты угловых точек горного отвода

№ угловой точки	Географические координаты					
	Северная широта			Восточная долгота		
	градус	минута	секунда	градус	минута	секунда
1	47	14	29	53	38	39
2	47	14	34	53	38	57
3	47	14	42	53	39	13
4	47	14	51	53	39	21
5	47	15	2	53	39	7
6	47	14	55	53	38	44
7	47	14	44	53	38	32
8	47	14	38	53	38	29
9	47	14	32	53	38	28
10	47	14	29	53	38	33

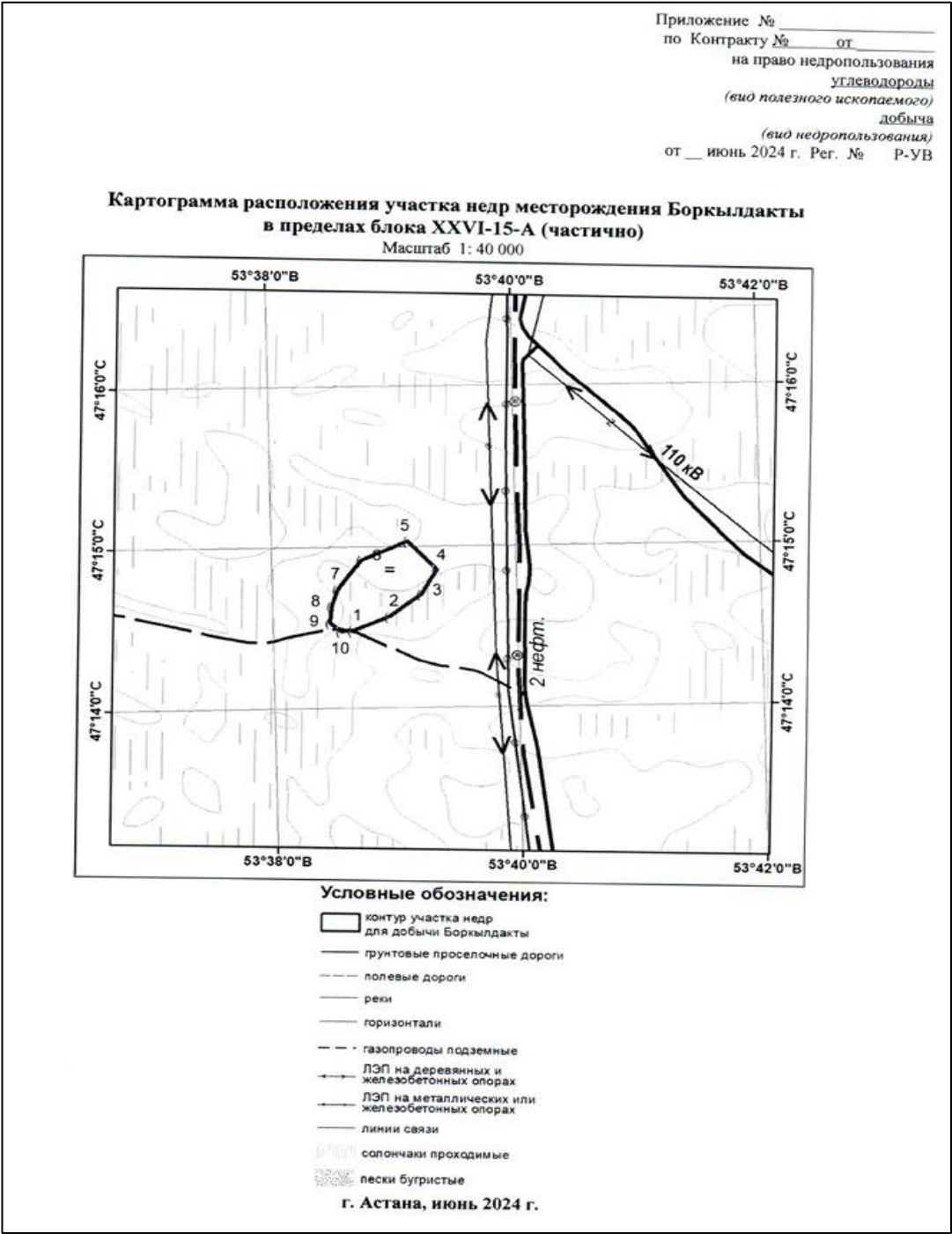


Рисунок 11. 4-Картограмма участка недр (горный отвод) месторождения Боркылдакты (2024 г)



Кодексом о недрах и недропользовании предусмотрена возможность увеличения участка добычи (горный отвод) при следующих условиях (статья 113 КОН):

1) недропользователем обнаружена залежь (совокупность залежей), предполагаемые контуры которой, установленные в утвержденном недропользователем и получившем положительные заключения предусмотренных настоящим Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз базовом проектном документе, выходят за границы участка недр;

2) запрашиваемый участок недр свободен от недропользования по углеводородам, за исключением случая, когда участок недр находится в пользовании по контракту на недропользование по углеводородам у того же лица;

3) участок недр запрашивается блоками, в пределах которых располагаются предполагаемые контуры обнаруженной залежи (совокупности залежей), установленные в утвержденном недропользователем и получившем положительные заключения предусмотренных настоящим Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз базовом проектном документе;

4) отсутствуют не устраненные недропользователем нарушения обязательств по контракту на недропользование, указанные в уведомлении компетентного органа.

Учитывая установленную продуктивность надсолевых отложений месторождения Боркылдакты в пределах Основного блока одноименной структуры, их гидродинамическую характеристику и высокие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, можно с уверенностью сказать, что триасовые продуктивные горизонты, выделенные в пределах основного блока, найдут свое продолжение на востоке и на северо-западе структуры.

С целью проведения оценки перспективности новых участков рекомендуется обеспечить расширение горного отвода месторождения Боркылдакты.

Ниже приводится испрашиваемая граница участка недр и предполагаемые географические координаты угловых точек (табл.11.2, рис. 11.5).



Таблица 11. 2-Географические координаты угловых точек испрашиваемого (планируемого к расширению) участка контрактной территории

№ угловой точки	Географические координаты					
	Северная широта			Восточная долгота		
	градус	минута	секунда	градус	минута	секунда
1	47	14	55	53	38	44
2	47	14	44	53	38	32
3	47	14	42	53	37	58
4	47	14	42	53	37	33
5	47	14	39	53	37	23
6	47	15	0	53	37	14
7	47	15	18	53	37	12
8	47	15	36	53	37	22
9	47	15	40	53	37	28
10	47	15	45	53	37	44
11	47	15	20	53	38	14
12	47	15	4	53	38	41
13	47	15	7	53	38	58
14	47	15	15	53	39	23
15	47	15	3	53	39	56
16	47	14	39	53	40	11
17	47	14	28	53	39	56
18	47	14	21	53	39	32
19	47	14	21	53	39	6
20	47	14	32	53	38	50
21	47	14	34	53	38	57
22	47	14	42	53	39	13
23	47	14	51	53	39	21
24	47	15	2	53	39	7

Площадь испрашиваемого участка 4,27 кв. км. Глубина участка недр – до минус 1700 м.



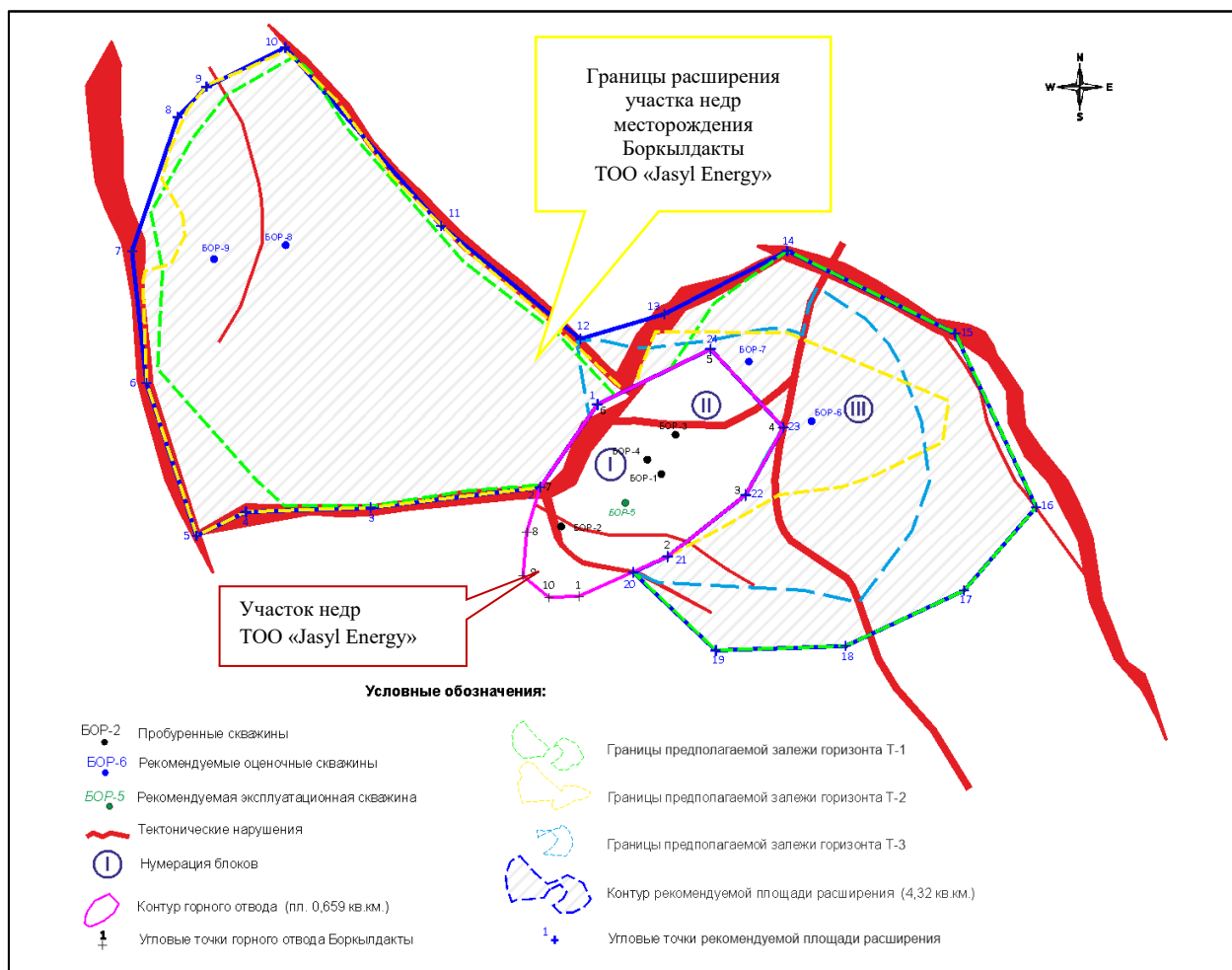


Рисунок 11. 5-Схема планируемого к расширению участка контрактной территории

Программа работ на планируемой к расширению территории участка недр по контрактной территории ТОО «Jasyl Energy»

С целью решения вопросов, связанных с доразведкой установленных залежей в триасовых отложениях, уточнения геологического строения, перспектив нефтегазоносности, доизучением характера распространения продуктивной толщи и перспективности восточной и северо-западной частей структуры Боркылдакты, недропользователю ТОО «Jasyl Energy», в пределах расширяемой территории участка недр, в дальнейшем рекомендуется предусмотреть выполнение следующего объема работ:

- бурение скважин:

- одной независимой оценочной скважины БОР-6 (в 2027 г.) и одной зависимой оценочной скважины БОР-7 (в 2028 г.) проектной глубиной 1680м в восточной части Основного свода;
- бурение одной независимой оценочной скважины БОР-8 (в 2027 г.) и одной зависимой оценочной скважины БОР-9 (в 2028 г.) проектной глубиной 1630 м на Северо-Западном своде.



Целесообразность бурения и местоположение проектных зависимых оценочных скважин БОР-7 и БОР-9 может быть скорректировано недропользователем по результатам бурения независимых скважин БОР-6 и БОР-8, по мере получения дополнительной геолого-геофизической информации;

- для дальнейшего изучения петрофизических связей рекомендуется отобрать керн в проектных оценочных скважинах; на керне выполнить стандартные исследования и по результатам стандартных исследований отобрать образцы с пористостью, проницаемостью и глинистостью в диапазоне от неколлектора - плохого коллектора до хорошего коллектора, на которых выполнить специальные исследования:

- УЭС при 100 % и частичной водонасыщенности, одновременно определить неснижаемую водонасыщенность и кривые капиллярного давления;
- относительная фазовая проницаемость, коэффициент вытеснения. Количество образцов на спец. анализы на усмотрение Недропользователя, но не менее 3-4 шт. на скважину;
- для оценки насыщения, продуктивности и свойств пластовых флюидов в триасовом разрезе рекомендуется в каждой оценочной скважине до 3-х объектов опробования и испытания и отбор анализов пластовых флюидов.

При испытании триасовых залежей месторождения Боркылдакты были получены дебиты нефти до 28 м³/сут (скв. БОР-1).

По данным исследования глубинных проб нефти, отобранных из скважины БОР-1 (горизонты Т-II и Т-V), газовый фактор составляет 3,15-3,4 м³/т. При этом, в растворенном газе по химическому составу преобладает азот (до 52 % моль). Полученные параметры (газаосодержание, содержание азота) являются аномальными для залежей нефти триасовых горизонтов Южной Эмбы. Аномальность параметров пластовой нефти может быть связана с деградацией нефти в период формирования залежей, а именно в какой-то период времени могло быть взаимодействие с залежей с атмосферой, например, при тектонических подвижках.

На новых участках (смежных блоках), к востоку и северо – западу от горного отвода Боркылдакты, возможно наличие нефти с характерным газосодержанием для триасовых отложений (100-200 м³/м³), по аналогии с месторождением Сагиз Западный, где продуктивными горизонтами являются триасовые горизонты Т-I-Т-VII, газосодержание пластовой нефти в среднем составляет 125 м³/м³.

Таким образом, для ориентировочного расчета возможных объемов добычи УВС при испытании объектов в независимых оценочных скважинах БОР-6 и БОР-8 принят начальный дебит нефти, полученный по скважине БОР-1, значение газосодержания



принято по аналогии с месторождением Сагиз Западный. Период испытания каждого объекта в скважине – 90 сут.

В таблице 11.3 приведены ориентировочные объемы добычи УВС при испытании объектов в оценочных скважинах БОР-6 и БОР-8.

Таблица 11. 3-Ориентировочный объем добычи нефти, газа и расчет на сжигание газа при испытании объектов

№№ скважин	Количество объектов испытания	Средний дебит нефти одного объекта, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /м ³	Продолжительность испытания одного объекта, сут.	Объем добычи нефти, м ³		Объем добычи/сжигания газа, тыс. м ³	
					одного объекта	всех объектов	одного объекта	всех объектов
БОР-6	3	28	125	90	2520	7560	315	945
БОР-8	3	28	125	90	2520	7560	315	945
ИТОГО:					5040	15120	630	1890



12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Месторождение Боркылдакты, как известно, находится на завершающей стадии разработки, который, как правило, сопровождается естественным падением уровней добычи нефти и ростом обводненности добываемой продукции.

На завершающем этапе разработки месторождения, от результатов проведения каких-либо дорогостоящих геолого-технических мероприятий по воздействию на ПЗС, скорее всего, не следует ожидать мгновенного и большого успеха.

Все добывающие скважины характеризуются высокой обводненностью, а проведение мероприятий по изоляции либо уменьшению обводненности добываемой скважинами продукции может привести к уменьшению общего дебита жидкости, что, следовательно, может привести и к резкому уменьшению дебита нефти.

Учитывая вышеизложенное, опытно-промышленные испытания новых технологий, в рамках настоящего проектного документа, не предусматриваются.



13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (10).

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»;*

- *п.9 «Сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки».*

Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд были рассчитаны:

- *затраты на ликвидацию скважин;*
- *расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства;*



- *расчет затрат на рекультивацию земли;*
- *платежи за выбросы в атмосферу, образующиеся в процессе демонтажных работ, размещение отходов производства.*

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла, рекультивацию земли, платежи за выбросы от демонтажных работ и размещение отходов.

Расчет затрат на ликвидацию скважин

Расчет затрат на ликвидацию скважин был рассчитан на основании аналогов месторождений по фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину, с учетом количества планируемых к выбытию скважин на конец разработки месторождения.

Стоимость ликвидационных работ на одну скважину согласно нормативной продолжительности работ (221 часа) и стоимости 1 бригада/часа (27 442 тенге) составляет 6 064 176 тенге.

Количество скважин, подлежащих ликвидации под конец разработки месторождения: 4 ед.

Затраты на ликвидацию 4 скважин с учетом установки тумбы составляют:

4 ед. * 6 064 176 тенге = 24 256 704 тенге.

Расчет затрат на ликвидацию объектов наземного обустройства

При расчете затрат ликвидации объектов наземного обустройства был составлен перечень и определена предполагаемая стоимость демонтажа наземных объектов.

Предполагаемая стоимость демонтажных работ была рассчитана в виде норматива в размере 10 % от первоначальной стоимости строительства объектов обустройства с учетом модернизации.

Стоимость демонтажа наземного обустройства промысла оценена в размере 17 601 362 тенге.

13.1. Расчет размера удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

В настоящее время ТОО «Jasyl Energy» для полного финансового обеспечения последствий добычи на месторождении Боркылдакты формирует банковский вклад, в порядке, установленном статьей 126 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (10).

Между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «Jasyl Energy» заключен Договор залога банковского вклада, предоставляемого в качестве обеспечения обязательств по ликвидации последствий добычи углеводородов на месторождении



Боркылдакты под регистрационным номером **L-0016** от **09.07.2021** г. года и Дополнительное соглашение № 1 от 02.12.2024 г. (далее – «ДЗБВ»).

Накопленная по «ДЗБВ» сумма обеспечения ликвидаций последствий недропользования по месторождению Боркылдакты по состоянию на 02.02.2026 г. составляет **25 377 900 тенге**.

Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 13.1.1.

Таблица 13.1.1-Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

№№ п/п	Наименование	Единица измерения	Показатель
1	Стоимость затрат по ликвидации скважин с учетом установки тумбы (4 скважины)	тыс.тенге	24 256,704
2	Стоимость демонтажных работ объектов наземного обустройства промысла	тыс.тенге	17 601,400
3	Стоимость рекультивации земли	тыс.тенге	6 000,0
4	дополнительные затраты (+5 %)	тыс.тенге	2 392,9
5	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования	тыс.тенге	50 251,0
6	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования с учетом инфляции	тыс.тенге	70 363,5
7	Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд на момент расчета	тыс.тенге	25 377,9
8	Сумма отчислений в ликвидационный фонд в период 2026-2043 гг.	тыс.тенге	24 873,11
9	Проектная накопленная добыча за рентабельный период	тыс.тонн	36,9
10	Предполагаемый удельный норматив отчислений в ликвидационный	тенге/тонна	674,5

В таблице 13.1.2 представлен расчет ежегодных отчислений на счет по вкладу «ДЗБВ», на рентабельный период 2026-2043 гг.

Согласно п.9 ст.126 Кодекса «О недрах и недропользовании» сумма обеспечения исполнения обязательств по ликвидации последствий деятельности недропользования подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки на основании рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов.



Таблица 13.1.2-Расчет величины отчислений в Ликвидационный фонд

Годы	Годовая добыча нефти, тыс. тонн	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс. тенге
2026	1,432	966,03
2027	1,564	1 054,92
2028	2,527	1 704,34
2029	3,232	2 179,54
2030	2,818	1 900,79
2031	2,431	1 639,76
2032	2,076	1 400,26
2033	1,741	1 174,56
2034	1,436	968,53
2035	2,407	1 623,64
2036	2,282	1 539,10
2037	2,163	1 458,86
2038	2,054	1 385,55
2039	1,949	1 314,75
2040	1,838	1 239,94
2041	1,738	1 172,01
2042	1,639	1 105,48
2043	1,549	1 045,04
Итого:	36,9	24 873,11



СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Боркылдакты (по состоянию изученности на 01.07.2010 г.)»;
2. «Проект пробной эксплуатации месторождения Боркылдакты», 2011 г.;
3. «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Боркылдакты Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.04.2012 г.)». ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», г. Атырау, 2012 г.
4. «Технологическая схема разработки месторождения Боркылдакты (по состоянию изученности на 01.04.2012 г.)». ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», г. Атырау, 2012 г.
5. «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Боркылдакты (по состоянию изученности на 01.07.2014 г.)». ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», г. Атырау, 2014 г.
6. «Анализ разработки месторождения Боркылдакты (по состоянию изученности на 01.11.2018 г.)». ТОО «Проектный институт «OPTIMUM», г. Актау, 2018 г.
7. «Проект разработки месторождения Боркылдакты (по состоянию изученности на 01.03.2019 г.)». ТОО «Проектный институт «OPTIMUM», г. Актау, 2019 г.
8. «Анализ разработки месторождения Боркылдакты (по состоянию изученности на 01.07.2023 г.)». ТОО «Viridi Navitas», г. Астана, 2023 г.
9. «Результаты сейсморазведочных работ 3Д, по переобработке и переинтерпретации сейсмических данных на участке Бек-Беке (участки Кызылжар Восточный и Боркылдакты), в пределах Контрактной территории». ТОО «Сейсмические Геофизические Услуги», г. Алматы, 2025 г.
10. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI ЗРК от «27» декабря 2017 г.
11. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные приказом № 239 Министра энергетики Республики Казахстан от «15» июня 2018 г.
12. «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», утвержденные приказом № 329 И.о. Министра энергетики Республики Казахстан от «24» августа 2018 г.
13. «Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ». Лысенко В., г. Москва, «Недра», 2003 г.
14. «Корректировка «Программы развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Боркылдакты на 2024-2026 гг.», с



технологическими показателями на 2025 г.». Протокол РГ МЭ Республики Казахстан № 23/4-2 от «01» ноября 2024 г.

15. «Корректировка № 2 «Программы развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Боркылдакты на 2024-2026 гг.», с технологическими показателями на 2026 г.». Протокол РГ МЭ Республики Казахстан № 8/5-1 от «27» июня 2025 г.

16. «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

17. Ларионов В.В. «Радиометрия скважин». г. Москва, «Недра», 1969 г.

18. Дахнов В.Н. Геофизические методы изучения нефтегазоносных коллекторов. М. «Недра», 197533. Вендельштейн Б.Ю., Резванов.Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М. Недра.1978 г.

19. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М. Недра.1978 г.

20. Вендельштейн Б.Ю., Золоева Г.М, Царёва Н.В. и др. Геофизические методы изучения подсчётных параметров при определении запасов нефти и газа. М. Недра1985 г.



ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ



Табличное приложение 4.1.1-Проектные технологические показатели разработки месторождения Боркылдакты. Вариант разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т		Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³		
	Всего	в том числе: с учетом технологических потерь						всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		Всего	в том числе: с учетом технологических потерь	накопленная
			начальных	текущих														
2026	1,373	1,362	1,6	3,7	47,9	57,0	0,114	24,8	24,8	260,6	260,6	94,5	20,1	171,5	92	0,004873	0,004837	0,147

Табличное приложение 4.1.2-Характеристика основного фонда скважин месторождения Боркылдакты. Вариант разработки 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Перевод скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное 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			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, м³/сут	
2026	0	0	0	0	0	0	4	0,0	0	0	3	3	3	1	1	1,45	26,2	5,148	56,2

Табличное приложение 4.1.3-Проектные технологические показатели разработки I-го эксплуатационного объекта месторождения Боркылдакты. Вариант разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Кoeffициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2026	0,981	2,0	3,4	20,1	41,9	0,088	17,7	17,7	179,5	179,5	94,5	20,1	171,5	129	0,003483	0,065



Табличное приложение 4.1.4-Характеристика основного фонда скважин I-го эксплуатационного объекта месторождения Боркылдакты. Вариант разработки 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод скважин на другой объект, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное 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			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, м³/сут	
2026	0	0	0	0	0	0	0	4	0,0	0	0	3	3	3	1	1	1,04	18,7	3,680	56,2

Табличное приложение 4.1.5-Проектные технологические показатели разработки II-го эксплуатационного объекта месторождения Боркылдакты. Вариант разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2026	0,391	1,1	4,6	27,8	77,3	0,144	7,1	7,1	81,1	81,1	94,5	0,0	0,0	0	0,001390	0,082

Табличное приложение 4.1.6-Характеристика основного фонда скважин II-го эксплуатационного объекта месторождения Боркылдакты. Вариант разработки 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод скважин на другой объект, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное 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			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, м³/сут	
2026	0	0	0	0	0	0	0	3	0,0	0	0	3	3	3	0	0	0,41	7,5	1,468	0,0



Табличное приложение 4.2. 1-Расчет дохода от реализации продукции по варианту 1

Годы	Расчет дохода от продажи нефти					Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	
	Объем продажи нефти			Цена реализации нефти			
	Всего объем реализации нефти	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок	без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс.тонн	тыс.тонн	тыс.тонн	\$/тонн	\$/тонн	тыс.\$	тыс.\$
2026	1,4	0,5	0,8	442,0	208,0	410,7	418,9
2026-2026 годы	1,4	0,5	0,8			410,7	418,9
2026-2060 годы	21,2	8,5	12,7			6 401,3	8 231,8

Табличное приложение 4.2. 2-Расчет эксплуатационных затрат по варианту 1

Годы	Расходы, относимые на себестоимость продукции												Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	
	Затраты на водоснабжение	Фонд оплаты труда ППП	Материальные затраты	Затраты на текущий и капитальный ремонт основных средств	Амортизация по бухгалтерскому учету, включаемая в себестоимость УВ	Затраты на транспортировку и снабжение	Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	Экологические расходы	Услуги производственного характера, выполненные сторонними	Затраты, зависящие от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в себестоимость	Прочие расходы		
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	без учета инфляции	с учетом инфляции
2026	3,1	54,6	19,8	10,0	70,3	1,1	21,6	0,5	6,1	13,8	96,3	1,3	298,5	304,5
2026-2026 годы	3,1	54,6	19,8	-145,8	70,3	1,1	21,6	0,5	6,1	13,8	96,3	1,3	142,7	-1 769,7
2026-2060 годы	85,4	1 911,0	546,4	96,2	1 097,5	17,1	756,0	8,6	95,2	483,0	1 615,1	29,5	6 740,9	9 313,5



Табличное приложение 4.2. 3-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по варианту 1

Годы	Расходы периода							Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в расходы периода	Итого расходы периода	
	Материальные затраты	Расходы условно-постоянные, зависящие от численности АУП	Фонд оплаты труда АУП	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	Расходы по реализации	Затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов	Отчисления в ликвидационный фонд		без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$		тыс.\$	тыс.\$
2026	1,1	25,2	27,6	2,8	39,7	1,3	2,1	9,7	109,5	111,7
2026-2026 годы	1,1	25,2	27,6	2,8	39,7	1,3	2,1	9,7	109,5	111,7
2026-2060 годы	17,1	882,0	965,9	44,1	618,9	30,0	52,9	305,2	2 916,3	4 110,0



Табличное приложение 4.2. 4-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по варианту 1

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Эксплуатационные расходы		Всего эксплуатационных затрат	Производственная себестоимость (без налогов) добычи 1 тонны УВ	Операционный доход (+), убыток (-)	Всего расходы, связанные с деятельностью предприятия за вычетом амортизационных отчислений	Капитальные вложения, всего без НДС	Общая сумма всех расходов	Дисконтированная сумма общих расходов при ставке дисконта
		Расходы, относимые на себестоимость продукции	Расходы периода							
										7,5%
										тыс.\$
2026	410,7	298,5	109,5	408,0	219,4	2,7	337,7	0,0	337,7	314,2
2026-2026 годы	410,7	142,7	109,5	252,2	106,3	158,5	182,0	0,0	182,0	314,2
2026-2060 годы	6 401,3	6 740,9	2 916,3	9 657,3	360,6	-3 255,9	8 559,7	0,0	8 559,7	3 392,7

Табличное приложение 4.2. 5-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по варианту 1

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Всего расходы, учитываемые при определении налогооблагаемого дохода за вычетом амортизационных отчислений	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход	Оперативный доход (+), убыток (-) = совокупный годовой доход - эксплуатационные затраты	Чистая прибыль после выплаты КПП	Выплата налога на сверхприбыль	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности предприятия	Накопленный поток денежной наличности	Внутренняя норма доходности (ВНД) - IRR	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - NPV		
													7,5%	10,0%	15,0%
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	%	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2026	410,7	337,7	144,9	482,6	0,0	2,7	2,7	0,0	2,7	73,0	73,0	0,0%	67,9	66,4	63,5
2026-2026 годы	410,7	182,0	161,0	342,9	141,2	158,5	130,3	0,0	130,3	200,5	73,0	0,0%	67,9	66,4	63,5
2026-2060 годы	6 401,3	8 559,7	980,3	9 540,0	0,0	-3 255,9	-3 255,9	0,0	-3 255,9	-2 158,4	-2 158,4	0,0%	-216,2	-61,2	70,9

Табличное приложение 4.2. 6-Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по варианту 1

Годы	НДС по реализованной продукции	НДС по приобретенным услугам и материалам	НДС по приобретенным основным средствам	ДОХОД ГОСУДАРСТВА Республики Казахстан												ВСЕГО доход РК	Дисконтированный доход государства при ставке дисконта		
				НДС к возмещению (НДС по продажам - НДС по покупкам)	Налог на добычу полезных ископаемых - нефть и газ	Рентный налог на экспорт нефти	Плата за эмиссии в окружающую среду	Экспортная таможенная пошлина	Земельный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверх прибыль	Налог на имущество	Социальный налог	Подоходный налог с физических лиц	Прочие налоги		7,5%	10%	15%
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2026	20,4	27,8	0,0	-7,4	20,2	22,1	1,4	30,0	3,3	0,0	0,0	14,9	7,0	5,9	1,1	98,5	91,6	89,6	85,7
2026-2026 годы	20,4	9,1	0,0	11,3	20,2	22,1	1,4	30,0	3,3	28,2	0,0	14,9	7,0	5,9	1,1	145,5	91,6	89,6	85,7
2026-2060 годы	317,9	796,7	0,0	-478,9	354,5	344,7	21,5	466,9	115,2	0,0	0,0	144,3	246,0	205,7	21,5	1 441,4	735,8	624,9	477,3



**Протокол заседания НТС № 02/26
ТОО «Научно-производственный центр»**

г. Актау

08.06.2026 г.

**Председатель НТС
Члены НТС**

Сакауов Б.
Котов В.
Овсеенко М.
Драган А.
Дергилева Н.
Кожабеков Е.
Төлеков Б.

Секретарь НТС

Крымкулова Ж.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение проекта по Договору № S-PE-137-26 от «18» марта 2026 г. «Дополнение к проекту разработки месторождения Боркылдакты»

СЛУШАЛИ:

С докладом о выполнении проекта выступил: Котов В.

Основание для разработки дополнения к действующему проектному документу:

1. Отсутствие согласованного ЦКРР при МЭ Республики Казахстан проектного документа на продолжение промышленной разработки месторождения Боркылдакты и, следовательно, проектных технико-экономических показателей разработки начиная с 2027 г., ввиду завершения периода промышленной добычи «31» декабря 2026 г., согласно действующего и основного проектного документа.

2. ТОО «Сейсмические Геофизические Услуги» в 2025 г. составлен отчет «**Результаты сейсморазведочных работ ЗД, по переобработке и переинтерпретации сейсмических данных на участке Бек-Беке (участки Кызылжар Восточный и Боркылдакты), в пределах Контрактной территории.**»

В вышеназванной работе выполнена структурная интерпретация по 13-ти отражающим горизонтам (III, J-1, J-2, J-4, J-5, V, T₁, T₂, T₃, VI, П₁, П₂ и Dt) и ряд динамических преобразований волнового поля (фациальный анализ, сейсмический атрибут «Signal Envelop», сейсмическая инверсия и куб когерентности).

По результатам переобработки и переинтерпретации сейсмических работ установлено более сложное геологическое строение месторождения Боркылдакты, характеризующееся блоковым строением. Вместе с тем, в смежных (соседних) от разбуренной скважинами блоках (Северо-Западный и Восточный), которые располагаются за пределами Участка недр (Горного отвода), но в пределах Контрактной территории (Геологический отвод), предполагается наличие перспективных ловушек УВ, на которые, в рамках настоящего дополнения к основному проектному документу запроектировано бурение 4-х проектных оценочных скважин, из которых: 2 ед. – независимые, в 2027 г. и 2 ед. – зависимые от результатов бурения двух первых, в 2028 г.

В рамках настоящего дополнения к основному проектному документу на промышленную разработку месторождения Боркылдакты, предусмотрено продолжение реализации рекомендованных проектных решений.

Выделение эксплуатационных объектов не претерпело изменений и, как прежде, рекомендуется выделить двух основных объектов:

I-й объект – продуктивные горизонты T-I + T-II + T-III;

II-й объект – продуктивные горизонты T-IVa + T-V + T-VI.



Рекомендуемый вариант разработки (Вариант 2).

По рекомендуемому 2-му варианту разработки будет практически достигнута утвержденная нефтеотдача 20,0 % и рентабельные извлекаемые запасы нефти 83,4 тыс.т, а рентабельный период разработки составит (18 лет) – 2026-2043 гг. Также предусмотрен ввод в эксплуатацию новой наклонно-направленной добывающей скважины БОР-5 в середине 2028 года.

В эксплуатации находятся 4 скважины (3 добывающие: БОР-1, 3, 4 и 1 нагнетательная: БОР-2).

Наблюдается значительное отставание фактических показателей от проектных. Текущий КИН составляет 11,1% при проектном 20,1%.

Текущая среднегодовая обводненность продукции достигла 94,1%.

Расширение контрактной территории и доразведка. По результатам переинтерпретации данных сейсморазведки 3Д выявлено более сложное блоковое строение. Установлена перспективность Северо-Западного и Восточного сводов за пределами текущего горного отвода. Предлагается увеличить площадь горного отвода с 0,659 км² до 4,27 км².

В пределах расширяемой территории участка недр, в дальнейшем рекомендуется бурение 4-х проектных оценочных скважин (БОР-6, 7, 8, 9) в период 2027–2028 гг. для подтверждения запасов в новых блоках.

Суммарная добыча нефти за рентабельный период составит 83,4 тыс. т

Полная сумма затрат на ликвидацию (включая ликвидацию 4 скважин, демонтаж наземных объектов и рекультивацию земель) оценивается в 50 251 000 тенге

ВЫСТУПИЛИ:

В обсуждении доклада принимали участие: Сакауов Б., Овсеевко М., Драган А., Дергилева Н., Кожобеков Е., Крымкулова Ж., Төлеков Б. и др.

Докладчику были заданы вопросы, на которые получены исчерпывающие ответы.

РЕШЕНИЕ:

1. Проект по Договору № S-PE-137-26 от «18» марта 2026 г. «Дополнение к проекту разработки месторождения Боркылдакты» одобрить и принять как завершённую работу.
2. Направить проект на дальнейшее рассмотрение «Заказчику».

Председатель НТС

Секретарь НТС



Сакауов Б.

Крымкулова Ж.



**Протокол заседания ГТС № 1
ТОО «Научно-производственный центр» и ТОО «Jasyl Energy»**

г. Атырау

«04» мая 2026 г.

От ТОО «Jasyl Energy»:

Аблаев К.Ж.	- Генеральный директор
Сугуров М.Ж.	- Главный геолог
Чеботарев С.Ю.	- Начальник отдела по разработке проектов
Уразбаева Б.Д.	- Старший инженер по проектам

От ТОО «Научно-производственный центр»:

Сакауов Б.	- Директор
Котов В.	- Ведущий геолог отдела ГиГИМ УВС
Овсенко М.	- Ведущий геофизик отдела ГиГИМ УВС
Драган А.	- Начальник отдела ПЭиООС
Телеков Б.	- Начальник отдела ГиГИМ УВС

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение проекта по Договору № S-PE-137-26 от «18» марта 2026 г. «Дополнение к проекту разработки месторождения Боркылдакты»

СЛУШАЛИ:

С докладом о выполнении проекта выступил: Котов В.

Основание для разработки дополнения к действующему проектному документу:

1. Отсутствие согласованного ЦКРР при МЭ Республики Казахстан проектного документа на продолжение промышленной разработки месторождения Боркылдакты и, следовательно, проектных технико-экономических показателей разработки начиная с 2027 г., ввиду завершения периода промышленной добычи «31» декабря 2026 г., согласно действующего и основного проектного документа.

2. ТОО «Сейсмические Геофизические Услуги» в 2025 г. составлен отчет «Результаты сейсморазведочных работ 3Д, по переобработке и переинтерпретации сейсмических данных на участке Бек-Беке, в пределах Контрактной территории».

В рамках настоящего дополнения к основному проектному документу на промышленную разработку месторождения Боркылдакты, предусмотрено продолжение реализации рекомендованных проектных решений.

Выделение эксплуатационных объектов не претерпело изменений и, как прежде, рекомендуется выделить двух основных объектов:

- **I-й объект** – продуктивные горизонты Т-I + Т-II + Т-III;
- **II-й объект** – продуктивные горизонты Т-IVa + Т-V + Т-VI.

Рекомендуемый вариант разработки (Вариант 2).

По **рекомендуемому 2-му варианту разработки** будет практически достигнута утвержденная нефтеотдача 20,0 % и рентабельные извлекаемые запасы нефти 83,4 тыс.т, а рентабельный период разработки составит (18 лет) – 2026-2043 гг. Также предусмотрен ввод в эксплуатацию новой наклонно-направленной добывающей скважины БОР-5 в середине 2028 года.

В эксплуатации находятся 4 скважины (3 добывающие: БОР-1, БОР-3, БОР-4 и 1 нагнетательная: БОР-2).



Наблюдается значительное отставание фактических показателей от проектных. Текущий КИН составляет **11,1%** при проектном 20,1%.

Текущая среднегодовая обводненность продукции достигла **94,1%**.

В рамках проведенных работ по переобработке и переинтерпретации сейсмических данных выполнена структурная интерпретация по 13-ти отражающим горизонтам (Ш, J-1, J-2, J-4, J-5, V, T₁, T₂, T₃, VI, П₁, П₂ и Dt) и ряд динамических преобразований волнового поля (фациальный анализ, сейсмический атрибут «Signal Envelop», сейсмическая инверсия и куб когерентности).

По результатам переобработки и переинтерпретации сейсмических работ установлено более сложное геологическое строение месторождения Боркылдакты, характеризующееся блоковым строением.

Вместе с тем, в смежных (соседних) от разбуренного скважинами, северо-западном и восточном блоках, предполагается наличие перспективных ловушек УВ. В связи с выявленной перспективностью данных участков, которые располагаются за пределами текущего Участка недр (Горного отвода), но в пределах Контрактной территории (Геологический отвод), в рамках настоящего дополнения к основному проектному документу предлагается увеличить площадь горного отвода на 4,27 км².

В пределах расширяемой территории участка недр, для подтверждения перспективности новых блоков, рекомендуется бурение 4-х проектных оценочных скважин, из которых: 2 ед.— независимые (БОР-6 и БОР-8), в 2027 г. и 2 ед.— зависимые (БОР-7, БОР-9) от результатов бурения двух первых, в 2028 г.

Полная сумма затрат на ликвидацию (включая ликвидацию 4 скважин, демонтаж наземных объектов и рекультивацию земель) оценивается в **50 251 000 тенге**

Докладчику были заданы вопросы и получены ответы.

Выступили: Сакауов Б.К., Драган А.В.

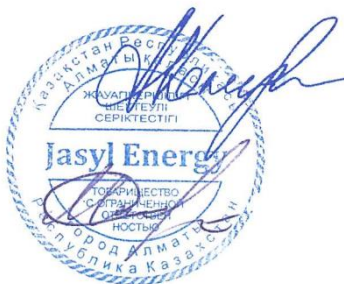
Постановили:

1. Проект по Договору № S-PE-137-26 от «18» марта 2026 г. «Дополнение к проекту разработки месторождения Боркылдакты» принять как выполненную работу.

2. Проект утвердить и направить на согласование в государственные органы и вынести на рассмотрение и согласование в ЦКРР Министерства энергетики Республики Казахстан.

Председатель ГТС

Секретарь ГТС



Аблаев К.Ж.

Сугуров М.Ж.





ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

Выдана ТОО "Научно-производственный центр"

(Мангистауская обл., г. Актау, мкр. 5, дом 5 "г", РНН 430100007165)

на занятие видом деятельности: проектирование горных производств.

Особые условия действия лицензии:

1. Генеральная;
2. Ежегодный отчет по лицензируемой деятельности;
3. Перечень работ и услуг согласно приложению к лицензии.

Орган, выдавший лицензию:

Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан

Руководитель (уполномоченное лицо):

Заместитель директора
Департамента прямых инвестиций
в недропользование


 Д. Исмагулов

Дата переоформления лицензии 19 августа 2008 г.

Номер лицензии 002158

Дата первичной выдачи лицензии 22.02.2001 г. № 0003110

Город Астана.

ГЛ № 002158





ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

ТОО "Научно-производственный центр"
Мангистауская обл., г. Актау, мкр. 5, дом 5 "г", РНН 430100007165
Номер лицензии № 002158
Дата выдачи лицензии 19 августа 2008 г.

Подвиды лицензируемого вида деятельности - "проектирование горных производств":

- проектирование добычи нефти, газа, нефтегазоконденсата;
- составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений;
- составление технико-экономического обоснования проектов разработки нефтегазовых месторождений.

Филиалы и представительства: нет.

Производственная база: Мангистауская обл., г. Актау, мкр. 5, д.5 "г".

Примечание:

- Приложение подлежит переоформлению или дополнению:
- при изменении производственной базы;
 - при расширении производственной деятельности.

Орган, выдавший приложение к лицензии:

Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан

Руководитель (уполномоченное лицо):

Заместитель директора
Департамента прямых инвестиций
в недропользование



Дата переоформления приложения к лицензии 19 августа 2008 г.

Приложение № 1.

Город Астана.

Исп.: Тастанов Т., т.: 976-881.





ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

Выдана ТОО "НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР" Г. АКТАУ,
полное наименование, местонахождение, реквизиты юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество физического лица
МИКРОРАЙОН 5, 5Г

на занятие выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды
наименование вида деятельности (действия) в соответствии

с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»

Особые условия действия лицензии Лицензия действительна на территории
в соответствии со статьей 4 Закона
Республики Казахстан, ежегодное представление
отчетности
Республики Казахстан «О лицензировании»

Орган, выдавший лицензию МИНИСТЕРСТВО ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ
РК полное наименование органа лицензирования
А. Т. Бекеев

Руководитель (уполномоченное лицо) 
фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица)

органа, выдавшего лицензию

Дата выдачи лицензии « 2 » июля 20 07

Номер лицензии 01005P № 0041501

Город Астана

г. Астана, 14.07.07





ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01005P №

Дата выдачи лицензии « 2 » июля 20 07 г.

Перечень лицензируемых видов работ и услуг, входящих в состав лицензируемого вида деятельности

природоохранное проектирование, нормирование работы в области экологической экспертизы

Филиалы, представительства

Г. АКТАУ МИКРОРАЙОН 5 Ш полное наименование, местонахождение, реквизиты

Производственная база

местонахождение

Орган, выдавший приложение к лицензии

МИНИСТЕРСТВО ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ РК полное наименование органа, выдавшего

приложение к лицензии

А. Т. Бекеев

Руководитель (уполномоченное лицо)

фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) органа, выдавшего приложение к лицензии

Дата выдачи приложения к лицензии « 2 » июля 20 07 г.

Номер приложения к лицензии № **0073213**

Город Астана

г. Алматы, БФ





АТТЕСТАТ

Выдан **ТОО «Научно-производственный центр»**

В соответствии с п. 1 статьи 14-13 Закона Республики Казахстан «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах» предоставлено право проведения работ в области обеспечения промышленной безопасности:

- **проведения экспертизы в области промышленной безопасности.**

Особые условия действия аттестата:

срок действия аттестата составляет пять лет.

Орган, выдавший аттестат:

Комитет по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью МЧС РК

Руководитель (уполномоченное лицо):

Председатель

С. Ахметов

М.П.



(подпись)

Дата выдачи: 17 января 2011 года

№ 0001238



КОПИЯ



МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ДЕПАРТАМЕНТ ЮСТИЦИИ МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ
СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной перерегистрации
юридического лица
3803 – 1943 – ТОО
(регистр. номер)
010140003415
бизнес-идентификационный номер

город Актау « 06 » 04. 2005 г.

Наименование юридического лица:

**Товарищество с ограниченной ответственностью
«Научно-производственный центр»**

Местонахождение юридического лица:

Республика Казахстан, Мангистауская область, 130000,
город Актау, 5 микрорайон, 5 «Г» дом

Дата первичной регистрации: «04» 01. 2001 г.

**Свидетельство дает право осуществлять деятельность в
соответствии с учредительными документами в рамках
законодательства Республики Казахстан**

Начальник
Департамента юстиции Н. Кызылбаев



Серия В № 0296420

**СМОТРИ
НА ОБРОТН**

