

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХТУРКМУНАЙ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ
ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия № 26009053

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «КАЗАХТУРКМУНАЙ»

_____ К.Б. Арымбек
« ____ » _____ 2026г

**ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЛАКТЫБАЙ**
(по состоянию на 01.01.2026г)

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

И.о. Первого заместителя директора
Атырауского филиала по геологии
и разработке

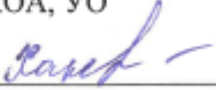
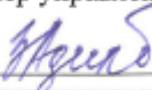
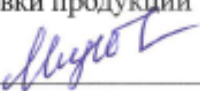
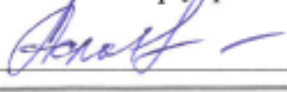

А.С. Марданов
А.А. Башев

г.Атырау, 2026г

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

РЕВ. №	Часть проекта	ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ	Дата
00	Текст	Для представления заказчику	
	Текст	Для представления в контролирующие органы	
	Текст	Для представления ЦКРР МЭ РК	
	Текст	Для рассмотрения и согласования ЦКРР МЭ РК	
	Текст	Для сдачи заказчику	
	Текст	Для сдачи в архив	

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта, Директор департамента по разработке  Башев А.А.	(Общее руководство)
Руководитель управление разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО  Хажитов В.З.	(Общее руководство)
Ответственный исполнитель по геологии, Инженер управление геологического моделирования  Адилбекова З.К.	(глава 11, разделы 2.1, 2.5)
Ответственный исполнитель по разработке, Старший инженер управление разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО  Мурат А.К.	(главы 1, 3, 4, 8, 9, 12, 13)
Старший инженер управление геофизики и петрофизики  Болат Э.	(раздел 2.2, 2.4)
Ведущий инженер управление геологии и геологоразведки  Досниязов Р.У.	(разделы 2.3)
Инженер службы техники и технологии добычи нефти и газа  Дюсемалиев А.Б.	(раздел 6.1)
Инженер управление системы сбора, транспорта и подготовки продукции  Каким А.С.	(разделы 6.3)
Старший инженер управление проектирования бурения и ремонта скважин  Амангалиев А.К.	(глава 7)
Эксперт управление бюджетирования и экономических исследований  Матжанова М.Д.	(глава 5, 13, раздел 3.5, 4.2)
Старший инженер управление экологии  Асланқызы Г.	(глава 10)

Ответственный за Документ-контроль:  Хажитов В.З.

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	15
ВВЕДЕНИЕ.....	16
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	20
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	22
2.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ.....	22
2.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ТОЛЩИН, КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ И ИХ НЕОДНОРОДНОСТИ.....	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
2.3 СВОЙСТВА И СОСТАВ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ	50
2.3.1 Состав и свойства нефти в пластовых условиях	49
2.3.2 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	55
2.3.3 Компонентный состав и свойства растворенного газа	59
2.3.4 Физические свойства и химический состав подземных вод.....	Ошибка! Закладка не определена.
2.4 ФИЗИКО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	52
2.5 ЗАПАСЫ НЕФТИ И РАСТВОРЕННОГО ГАЗА	60
3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	72
3.1 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ, ХАРАКТЕРИСТИКА ИХ ПРОДУКТИВНОСТИ.....	65
3.2 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ.....	80
3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки	80
3.3 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ РАСЧЕТНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТОВ	114
3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки	114
3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки	115
3.4 ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ И ВЫБОР РАСЧЕТНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	116
3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки	116
3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	118
3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт.....	121
3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки	121
3.5 ОБОСНОВАНИЕ НОРМАТИВОВ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ПРИНЯТЫХ ДЛЯ РАСЧЕТОВ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ.....	122
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	128
4.1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	128
4.2 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
4.3 АНАЛИЗ РАСЧЕТНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ (КИН) ИЗ НЕДР	142
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ.....	143
6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.....	145
6.1 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМЫХ СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, УСТЬЕВОГО И ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН	145
6.1.1 Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин	147
6.1.2 Обоснование устьевого и внутрискважинного оборудования добывающих скважин	149
6.1.3 Обоснование выбора оборудования и режимов работы механизированных скважин	153
6.2 ВЫПОЛНЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН	156
6.3 РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН.....	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
6.4 ТРЕБОВАНИЯ К РАЗРАБОТКЕ ПРОГРАММЫ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ (УТИЛИЗАЦИИ) ГАЗА	173
6.5 РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ ППД, КАЧЕСТВУ ИСПОЛЬЗУЕМОГО АГЕНТА.....	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
7 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	182
7.1 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	194

8.1	ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	194
9	КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	203
9.1	КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	202
10	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	210
10.1	КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАСПОЛОЖЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	210
10.2	СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	211
10.3	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЗАЩИТЕ АТМОСФЕРЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ.....	215
10.4	ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕРОВ СЗЗ (САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ)	217
10.5	ОХРАНА ПОВЕРХНОСТНЫХ И ПОДЗЕМНЫХ ВОД ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ, И ИСТОЩЕНИЯ	218
10.6	ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОТХОДЫ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	226
10.7	ОХРАНА НЕДР	227
11	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	235
11.1	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	235
12	ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	239
13.1	ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ 239	
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	241
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ.....	243

СПИСОК ТАБЛИЦ

№.№ п/п	№.№ табл.	Наименование	Ст р.
1	2	3	4
1.	2.1.1	Характеристика продуктивных горизонтов	45
2.	2.1.2	Абсолютные отметки межфлюидных контактов	45
3.	2.2.1	Дебит по интервалам PLT	43
4.	2.2.2	Статистические ряды распределения проницаемости пласта (горизонта) по керну	48
5.	2.3.1	Состав и свойства нефти в пластовых условиях	53
6.	2.3.2	Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях	58
7.	2.3.3	Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти (мольное содержание, %)	61
8.	2.3.4	Содержание ионов и примесей в пластовой воде	62
9.	2.4.1	Виды специальных исследований	63
10.	2.4.2	Результаты эксперимента по определению капиллярного давления (скважина №43)	63
11.	2.4.3	Относительная проницаемость в системе вода-нефть. Горизонт II (надвиг)	65
12.	2.4.4	Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой. Горизонт II (надвиг)	66
13.	2.4.5	Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта. Горизонт II (надвиг)	67
14.	2.4.6	Результаты анализа смачиваемости по Амотту. Горизонт II (надвиг)	67
15.	2.5.1	Утвержденные запасы нефти и растворенного газа	70
16.	2.5.2	Подсчет запасов этана, пропана и бутана месторождения Лактыбай	71
17.	2.5.3	Подсчет запасов серы и парафина месторождения Лактыбай	71
18.	3.1.1	Результаты гидродинамических исследований в целом по месторождению	74
19.	3.1.2	Результаты режимных гидродинамических исследований на скважине № 41.	76
20.	3.1.3	Результаты режимных гидродинамических исследований на скважине № 41.	77
21.	3.1.4	Результаты режимных гидродинамических исследований на скважине № 46.	78
22.	3.1.5	Результаты гидродинамических исследований в целом по месторождению	80
23.	3.1.6	Сравнение результатов гидродинамических исследований скважин по I и III объектам	81
24.	3.1.7	Сравнение результатов гидродинамических исследований скважин по II объекту по блокам	81
25.	3.1.8	Результаты исследования пластового давления за 2020-01.01.2025гг	82
26.	3.2.1	Характеристика фонда скважин на 01.01.2024г	88
27.	3.2.2	Динамика основных показателей разработки I объекта	102
28.	3.2.3	Динамика основных показателей разработки II объекта	103
29.	3.2.4	Динамика основных показателей разработки III объекта	104
30.	3.2.5	Динамика основных показателей разработки месторождения в целом	105
31.	3.2.6	Сопоставление фактических показателей разработки по I объекту	108
32.	3.2.7	Сопоставление фактических показателей разработки по II объекту	110
33.	3.2.8	Сопоставление фактических показателей разработки по III объекту	112

34.	3.2.9	Сопоставление фактических показателей разработки по месторождению	115
35.	3.2.10	Динамика темпов выработки запасов нефти от НИЗ	116
36.	3.2.11	Динамика текущих коэффициентов извлечения нефти	116
37.	3.2.12	Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по объектам	117
38.	3.4.1	Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки	124
39.	3.4.2	Адресная программа геолого-технических мероприятий, 1 вариант	127
40.	3.4.3	Адресная программа геолого-технических мероприятий, 2 вариант	127
41.	3.6.1	Маркетинговые показатели	130
42.	3.6.2	Технико-экономические нормативы расчета капитальных и эксплуатационных затрат	131
43.	3.6.3	Ставки налога на добычу	132
44.	3.6.4	Ставки рентного налога на экспорт	133
45.	3.6.5	Шкала экспортной таможенной пошлины	133
46.	3.6.6	Ставки налога на сверхприбыль	134
47.	4.1.1	Характеристика фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)	136
48.	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)	136
49.	4.1.3	Характеристика фонда скважин I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	137
50.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	137
51.	4.1.5	Характеристика фонда скважин II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	138
52.	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	138
53.	4.1.7	Характеристика фонда скважин III объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	139
54.	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	139
55.	4.1.9	Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам месторождения	140
56.	4.1.10	Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей	141
57.	4.2.1	Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 2)	144
58.	4.2.2	Бюджетная эффективность в целом по месторождению (вариант 2)	145
59.	4.2.3	Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 2)	145
60.	4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли в целом по месторождению (вариант 2)	146
61.	4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения в целом по месторождению (вариант 2)	148
62.	4.3.1	Сопоставление утвержденных и расчетных (экономических) коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)	150
63.	5.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки	152
64.	6.1.1	Показатели эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту разработки	154
65.	6.2.1	Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин	165

66.	6.3.1	Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Лактыбай.	169
67.	6.3.2	Расчет потерь нефти и газа	172
68.	6.3.3	Технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Лактыбай	172
69.	6.4.1	Баланс добычи и распределение нефтяного газа месторождения Лактыбай (вариант 1)	176
70.	6.4.2	Баланс добычи и распределение нефтяного газа месторождения Лактыбай (вариант 2 - рекомендуемый)	177
71.	6.5.1	Оборудование, необходимое для обустройства системы ППД	179
72.	6.5.2	Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления	180
73.	6.5.3	Технологические приемы обработки воды	181
74.	7.1.1	Проектная конструкция скважин глубиной 4700м	183
75.	7.1.2	Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины с проектной глубиной 4700м.	183
76.	7.1.3	Проектная конструкция скважин глубиной 4200м	184
77.	7.1.4	Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины с проектной глубиной 4200м.	184
78.	7.1.5	Типовая проектная конструкция скважины 52 (горизонтальная скважина)	185
79.	7.1.7	Проектная конструкция скважин глубиной 4500м	187
80.	7.1.8	Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины с проектной глубиной 4500м.	184
81.	7.1.9	Проектная конструкция скважин глубиной 4700м	188
82.	7.1.10	Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины с проектной глубиной 4700м.	188
83.	8.1.1	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению. 2 вариант (рекомендуемый)	194
84.	8.1.2	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по I объекту. 2 вариант (рекомендуемый)	196
85.	8.1.3	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по II объекту. 2 вариант (рекомендуемый)	198
86.	8.1.4	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по III объекту. 2 вариант (рекомендуемый)	200
87.	9.1.1	Необходимый комплекс исследований при контроле за разработкой	204
88.	9.1.2	Необходимый комплекс промысловых гидродинамических исследований	207
89.	10.1.1	Общая климатическая характеристика	209
90.	10.1.2	Средняя месячная и годовая температура воздуха (°C)	210
91.	10.1.3	Среднемесячная и среднегодовая скорость ветра (м/с)	210
92.	10.1.4	Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей	210
93.	10.2.1	Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны	211
94.	10.4.1	Размеры СЗЗ	217
95.	10.5.1	Результаты анализов поверхностных вод	219
96.	10.7.1	Результаты анализа почвенного покрова	228
97.	12.1.1	Расчет размера суммы ликвидации промысловых объектов и оборудования (рекомендуемый вариант)	239
98.	12.1.2	Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения	239

99.	12.1.3	Расчет отчислений в Ликвидационный фонд	240
-----	--------	---	-----

СПИСОК РИСУНКОВ

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	1.1	Обзорная карта	21
2.	2.1.1	Тектоническая схема подсолевых отложений восточной части Прикаспийской впадины	29
3.	2.1.2	Тектоническая модель 2015г	30
4.	2.1.3	Тектоническая модель 2023г	30
5.	2.1.4	Структурная карта по кровле ОГ ПЗ. (кровля D3fm-C1t)	31
6.	2.1.5	Структурная карта по ОГ P21 И P21u	32
7.	2.1.6	Структурная карта по ОГ P2 И P2u	33
8.	2.1.7	Сейсмический профиль IL 2287 И скважина 40	34
9.	2.1.8	Структурная карта по ОГ P1	36
10.	2.1.9	Структурная карта по ОГ VI – кровля кунгурской соли (P1k)	36
11.	2.1.10	Структурная карта по ОГ VI-1 – поверхность подвернутого склона соли	37
12.	2.1.11	Структурная карта по ОГ VI-2 – поверхность основания соляного купола под карнизом	37
13.	2.1.12	Структурная карта по ОГ V – подошва юрских отложений	38
14.	2.1.13	Структурная карта по ОГ III – Подошва мела и кровля юрских отложений	39
15.	2.3.1	Зависимость давления насыщения от газосодержания	54
16.	2.3.2	Зависимость объемного коэффициента от газосодержания	54
17.	2.3.3	Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания	54
18.	2.3.4	Зависимость вязкости от плотности пластовой нефти	54
19.	2.4.1	Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности (скв. №43)	64
20.	2.4.2	Кривые относительной проницаемости для нефти и воды (скв. №43)	66
21.	3.1.1	Диагностический график по результатам исследования КВД по скважине 40 и структурная карта по I горизонту	73
22.	3.1.2	Индикаторная диаграмма по скважине 40	74
23.	3.1.3	Индикаторная диаграмма по скважине 41	77
24.	3.1.4	Индикаторная диаграмма по скважине 41	78
25.	3.1.5	Индикаторная диаграмма по скважине 46	79
26.	3.1.6	Динамика изменения пластового и забойного давления I объекта	83
27.	3.1.7	Динамика изменения пластового и забойного давления II объекта	84
28.	3.1.8	Динамика изменения пластового и забойного давления III объекта	85
29.	3.2.1	График эксплуатации скважины 27	89
30.	3.2.2	График эксплуатации скважины 32	91
31.	3.2.3	График эксплуатации скважины 34	92
32.	3.2.4	График эксплуатации скважины 37	93
33.	3.2.5	График эксплуатации скважины 40	94
34.	3.2.6	График эксплуатации скважины 41	95
35.	3.2.7	График эксплуатации скважины 43	95
36.	3.2.8	График эксплуатации скважины 46	96
37.	3.2.9	Распределение добычи нефти по объектам на 01.01.2025г	96
38.	3.2.10	График разработки I объекта	97
39.	3.2.11	График разработки II объекта	99
40.	3.2.12	График разработки III объекта	100
41.	3.2.13	График разработки по месторождению в целом	101
42.	3.2.14	Сравнение основных проектных и фактических показателей	107

		разработки по I объекту	
43.	3.2.15	Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки по II объекту	109
44.	3.2.16	Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки по III объекту	111
45.	3.2.17	Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки месторождения	112
46.	3.2.18	Распределение накопленной добычи нефти (а) и достигнутых на 01.01.2025г значений КИН (б) по объектам разработки и месторождению в целом	116
47.	3.2.19	Кривые характеристики вытеснений по I объекту	118
48.	3.2.20	Кривые характеристики вытеснений по II объекту	119
49.	3.2.21	Кривые характеристики вытеснений по III объекту	120
50.	6.1.1	Согласование работы I объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм	156
51.	6.1.2	Согласование работы II Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм	156
52.	6.1.3	Согласование работы III Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм	157
53.	6.1.4	Зависимость гидравлического потерь давления от дебита скважины	160
54.	6.1.5	Устьевая арматура УЭЦН	162
55.	6.2.1	Технология кожуха по борьбе с АСПО	167
56.	6.3.1	Схема установки подготовки нефти месторождения Лактыбай	170
57.	6.3.2	Технологическая схема системы сбора месторождения Актюбинской области ТОО «Казахтуркмунай»	171
58.	6.3.3	Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Лактыбай	173
59.	6.4.1	Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Лактыбай	175
60.	6.5.1	Принципиальная схема системы ППД на месторождении Лактыбай	179
61.	10.1.1	Роза ветров	210
62.	10.7.1	Карта пробуренных и проектных скважин месторождения Лактыбай	237

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование приложения	стр.
П.2.2.1	Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности	244
П.2.3.1	Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях по скважинам	249
П.2.3.2	Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях по скважинам	250
П.2.3.3	Физико-химические свойства и компонентный состав нефтяного газа по скважинам	252
П.4.1.1	Характеристика основного фонда скважин по I объекту. 2 вариант (рекомендуемый)	253
П.4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по I объекту. 2 вариант (рекомендуемый)	253
П.4.1.3	Характеристика основного фонда скважин по II объекту. 2 вариант (рекомендуемый)	254
П.4.1.4	Характеристика основных показателей разработки по II объекту. 2 вариант (рекомендуемый)	254
П.4.1.5	Характеристика основного фонда скважин по III объекту. 2 вариант (рекомендуемый)	255
П.4.1.6	Характеристика основных показателей разработки по III объекту. 2 вариант (рекомендуемый)	255
П.4.1.7	Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. 2 вариант (рекомендуемый)	256
П.4.1.8	Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. 2 вариант (рекомендуемый)	256
П.4.1.9	Характеристика основного фонда скважин по I объекту. 1 вариант	257
П.4.1.10	Характеристика основных показателей разработки по I объекту. 1 вариант	257
П.4.1.11	Характеристика основного фонда скважин по II объекту. 1 вариант	258
П.4.1.12	Характеристика основных показателей разработки по II объекту. 1 вариант	258
П.4.1.13	Характеристика основного фонда скважин по III объекту. 1 вариант	259
П.4.1.14	Характеристика основных показателей разработки по III объекту 1 вариант	259
П.4.1.15	Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. 1 вариант	260
П.4.1.16	Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. 1 вариант	260
П.11.2.1	Капитальные вложения (Вариант 1)	261
П.11.2.2	Бюджетная эффективность (Вариант 1)	261
П.11.2.3	Производственный доход (Вариант 1)	261
П.11.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 1)	262
П.11.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 1)	264

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование приложения	№ прил.	Масштаб
1	3	3	5
1.	Структурные карты по отражающему горизонту П ₂ по данным сейсмоки и бурения	1	1:50 000
2.	Геологический профиль по линии I-I'	2	1:50 000
3.	Геологический профиль по линии II-II'	3	1:50 000
4.	Геолого-литологический профиль I-I'	4	1:50 000
5.	Геолого-литологический профиль по линии II-II'	5	1:50 000
6.	I, I-A – продуктивные горизонты. Структурные карты по кровле коллектора и карты эффективных нефтенасыщенных толщин	6	1:50 000
7.	II, III – продуктивные горизонты. Структурные карты по кровле коллектора и карты эффективных нефтенасыщенных толщин	7	1:50 000
8.	IV, V – продуктивные горизонты. Структурные карты по кровле коллектора и карты эффективных нефтенасыщенных толщин	8	1:50 000
9.	Схема обоснования ВНК	9	1:50 000
10.	Структурные карты по отражающему горизонту V	10	1:50 000
11.	Структурные карты по отражающему горизонту П ₂	11	1:50 000
12.	Карта изобар на 01.01.2025г.	12	1:50 000
13.	Карты текущих и суммарных отборов на 01.01.2025г.	13	1:50 000
14.	Схема расположения пробуренных и проектных скважин	14	1:50 000

РЕФЕРАТ

Работа содержит 280 страниц, в т.ч. 100 таблиц, 54 рисунков, 37 табличных приложений, 12 графических приложений.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТ, ГОРИЗОНТ, ОБЪЕКТ, НЕФТЬ, ГАЗ, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ, СКВАЖИНА, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ, ТЕМПЕРАТУРА, ДЕБИТ, ДОБЫЧА, КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ, СЕТКА СКВАЖИН, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ, ЗАВОДНЕНИЕ, СЕБЕСТОИМОСТЬ, ПРИБЫЛЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ПРОГРАММА УТИЛИЗАЦИИ ГАЗА, КАЗАХСТАНСКОЕ СОДЕРЖАНИЕ.

Объект исследования – система разработки месторождения Лактыбай.

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

В проекте приведены геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов месторождения, сведения о физико-химических свойствах нефти в пластовых и поверхностных условиях.

Выполнен анализ геофизических, гидродинамических исследований скважин и пластов, результатов промысловых исследований, текущего состояния разработки, определены исходные данные для оценки эффективности разработки с учетом истории эксплуатации скважин, проведена оценка эффективности применяемой системы контроля за процессом разработки и состоянием фонда, проанализирована эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки и проведена оценка эффективности процесса разработки.

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены три варианта разработки.

Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, бурения и освоения скважин, мероприятия по контролю за разработкой, доразведке месторождения, охране недр и окружающей среды.

Область применения – месторождение Лактыбай.

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Лактыбай разрабатывается ТОО «Казахтуркмунай», имеющее Контракт – Дополнение №4 к Договору №1 от 31 мая 1994г на разведку, разработку, добычу, переработку и сбыт нефти, в соответствии с лицензией серии МГ №42 (нефть) между Министерством Энергетики РК и ТОО «Казахтуркмунай». Контракт действителен до 14.10.2041 года (на основании Приказа МЭ РК №260 от 31.03.2015г о продлении срока Договора №1 на разведку, добычу, совмещенную разведку и добычу углеводородного сырья).

Площадь работ располагается на Предуральском плато к югу от песчаного массива Кокжиде в пределах блока XXIV-21-С (частично), площадь горного отвода составляет 77,7 кв.км, глубина его проходит по абсолютной отметке -4610м. Горный отвод выдан Министерством энергетики и минеральных ресурсов в феврале 2003г.

Структура Лактыбай была подготовлена к поисково-разведочному бурению в 1984-1986гг по результатам сейсморазведочных работ МОГТ, проведенных Актюбинской геофизической экспедицией.

Поисково-разведочное бурение началось в 1988г и продолжалось до 1998г согласно проектным документам на бурение и строительство скважин.

Первооткрывательницей месторождения является скважина №14, в 1989г в разрезе которой из отложений визейского яруса каменноугольного возраста были получены промышленные притоки нефти.

В результате проведенных геологоразведочных работ на месторождении Лактыбай выявлен ряд залежей нефти каменноугольного возраста (I, I-A, II, III, IV, V). Продуктивные горизонты приурочены к карбонатным и терригенным отложениям серпуховско-московского и визейского возрастов, коллекторы представлены известняками, доломитами и песчаниками различной степени сцементированности.

Месторождение Лактыбай введено в пробную эксплуатацию в 1999г скважинами №№27, 32, 34, 37, которые эксплуатировали залежи I и II продуктивных горизонтов каменноугольной системы.

Запасы месторождения Лактыбай были впервые подсчитаны по результатам пробной эксплуатации в 2002 году ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз» и утверждены ГКЗ РК 18.09.2002г (протокол №173-02-У) [18].

На основании подсчета запасов в 2003г ТОО ЦТИ НК «Казмунайгаз» составил «Технологическую схему разработки месторождения Лактыбай» [19]. К реализации был принят 3 вариант разработки. Протокольным решением также было отмечено, что недропользователю необходимо предоставить в ЦКР РК отчет по анализу состояния

разработки, подготовленного по результатам первых 3-х лет разработки месторождения, для рассмотрения возможности перехода на другой вариант разработки месторождения.

Основные показатели утвержденного III варианта разработки:

- скважины располагаются по сетке 1750x875 м,
- проектный уровень добычи нефти – 73,3 т.т. в год;
- проектный уровень добычи жидкости – 73,9 т.т. в год;
- проектный уровень добычи попутного газа – 10,9 млн. м³/год;
- фонд добывающих скважин - 4 ед.,
- фонд нагнетательных скважин - 1 ед.,
- коэффициент извлечения нефти - 0,277 д.ед.

В 2006г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет «Анализ разработки месторождении Лактыбай» [17].

В 2007-2008гг с целью доразведки продуктивных горизонтов в пределах месторождения компанией «ДАНК» была проведена сейсмика 3Д общим объемом 134 кв.км, обработку и интерпретацию полевых данных 3Д выполнила компания «PGD Services».

В 2009г на месторождении пробурена одна новая скважина №40, которая вскрыла надвиговую и поднадвиговую зоны разреза, в которых продуктивная часть представлена горизонтами I, I-A, II, III, IV, V. При опробовании I продуктивного горизонта (поднадвиговая зона) был получен промышленный приток нефти.

В 2010г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Лактыбай» по состоянию на 01.05.2010г [21] с уточнением технологических показателей на 3 года (2011-2013гг).

В 2011г был проведен пересмотр запасов по категориям C1 и C2 и представлен в ГКЗ РК отчет по приросту запасов месторождения по состоянию изученности на 01.01.2011г. по полученным положительным результатам опробования скважины №40.

В 2013г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнил «Анализ разработки...» по состоянию на 01.06.2013г [23].

В 2015г был выполнен отчет «Прирост запасов...» по состоянию на 01.09.2015г [22] на основе новых пробуренных разведочных скважин №№41, 43, предусмотренных в рамках АР 2013г, по результатам которых геологические запасы нефти промышленной категории увеличились на 93%, извлекаемые – на 54%.

В 2016г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнил «Анализ разработки...» утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИиР РК на основании рекомендации ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №70/6 от 22.04.2016г), в рамках которого

уточнены показатели разработки на 2016-2018гг [25].

В 2018г Филиалом ТОО «НИИ ТДБ «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» был выполнен «Анализ разработки...» утвержденный МЭ РК на основании заключения государственной экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки, протокола заседания ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №4/8 от 16.11.2018г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2018-2020гг [26].

В 2021 году АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» был выполнен «Проект разработки месторождения Лактыбай» рассмотренный и утвержденный на заседании ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР РК №16/3 от 19.08.2021г) сроком на 1 год (до конца 2021 г.) согласно III варианту разработки. Такое решение было принято на основе рекомендации ЦКРР РК выполнить переинтерпретацию сейсмических данных 3Д, полученных в 2007-2008гг, либо провести новые сейсмические исследования 3Д. Также было рекомендовано по результатам сейсмических исследований построить геологическую модель месторождения.

В 2022г был выполнен «Анализ разработки...» утвержденный МЭ РК на заседании ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №25/5 от 28.04.2022г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2022-2024гг.

В 2024г был выполнен «Анализ разработки...» утвержденный МЭ РК на заседании ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №55/8 от 03.10.2024г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2025г.

В 2025 году был подготовлен отчет «Пересчет запасов...» по состоянию на 01.01.2025 г., основанный на результатах бурения скважины №46 и переинтерпретации сейсмических данных 2021 года. На заседании ГКЗ запасы не были утверждены ввиду недостаточности данных для «Пересчет запасов...». Соответственно, запасы месторождения Лактыбай остаются на уровне, утвержденном в ПЗ-2015.

В 2025 году был выполнен «Анализ разработки...» утвержденный МЭ РК на заседании ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №66/21 от 23-24.09.2025г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2026г.

Целью составления настоящего «Дополнения к проекту разработки месторождения Лактыбай» является обоснование рациональной системы разработки месторождения, а также утверждение прогнозных технологических показателей начиная с 2027г.

Настоящий «Дополнение к проекту разработки месторождения Лактыбай» выполнен Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг», согласно Техническому заданию, требованиям «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [15] и РД «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» [16].

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Лактыбай находится в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан (рис. 1.1)

В орографическом отношении площадь работ располагается в пределах Предуральского плато к югу от песчаного массива Кокжиде. Рельеф местности представляет собой слабовсхолмленную равнину с редкой сетью балок и оврагов. Альтитуды скважин колеблются от 152,5 до 199 м, увеличиваясь на восток в сторону Мугоджарских гор.

Расстояние до г. Актюбе от месторождения составляет 260 км (рис. 2.2). Ближайшим населенным пунктом является поселок Жаркамыс в 35 км на СЗ. В непосредственной близости находятся разрабатываемые нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения: Каратобе Южное, Жанажол, Кенкияк (надсолевые и подсолевые залежи), Кокжиде и другие. Ближайшая железнодорожная станция Караулкельды находится в 140 км на СЗ. Расстояние до газо-нефтеперекачивающей станции Кенкияк составляет 82 км.

Рельеф местности представляет собой слабовсхолмленную равнину с редкой сетью балок и оврагов. Альтитуды скважин колеблются от 152,5 до 199 м, увеличиваясь на восток в сторону Мугоджарских гор.

Гидрографическая сеть представлена р. Эмба, которая является главной водной артерией. Река имеет постоянный водоток, хорошо выработанную долину, которая полностью заливается весной в период снеготаяния. В летнее время река значительно мелеет. Вода в реке солоноватая и пригодна только для технических нужд. Долина реки неширокая, в некоторых местах достигает 1,5-2 км. Река на всем протяжении имеет небольшую глубину и песчаное дно.

В климатическом отношении район относится к зоне степей и полупустынь. Климат резко-континентальный, с сухим жарким летом и холодной зимой. Самыми холодными месяцами являются январь и февраль. Минимальная температура воздуха в эти месяцы достигает минус 45°C. Самым жарким месяцем является июль, температура воздуха достигает плюс 43°C. Снеговой покров ложится обычно в середине ноября и сохраняется до конца марта. В начале зимы толщина снегового покрова бывает незначительной, но в течение зимы она увеличивается до 25 см. В январе и феврале наблюдаются сильные ветра и бураны, во время которых снег сносится в пониженные участки рельефа. Глубина промерзания почвы достигает 1,3 м. Среднегодовое количество атмосферных осадков не превышает 170 мм.

В районе имеют распространение такие строительные материалы как глины, пески, суглинки. Пески используются как строительный и балластовый материал. Глины

используются для приготовления глинистых растворов и для местного строительства. Суглинки используются для приготовления саманных кирпичей.

Для хозяйственного водоснабжения, севернее месторождения, разведан альбский водоносный комплекс в пределах песчаного массива Кокжиде. В этом массиве выделены водоносные горизонты четвертичных отложений, поймы р.Эмба, первой, второй и третьей надпойменных террас. Вода для питья привозится из г. Актобе.



Рисунок 1.1 - Обзорная карта

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза дана на основе обобщения результатов сейсмических исследований, литолого-петрографических и палинологических анализов, каротажных данных и описания шлама на данной площади.

Каменноугольная система – С

В общей стратиграфической последовательности на рассматриваемой территории выделяются породы нижнего карбона.

В пределах площади получила развитие осадочная толща КТ-II, охватывающая отложения от верхней визы до нижневизейского подъяруса, комплекс КТ-I не установлен.

К подошве визейского комплекса приурочен отражающий горизонт (ОГ) РЗ, соответствующий кровле верхнедевонско-турнейских отложений.

Нижний карбон - С₁

Отложения нижнего карбона вскрыты всеми пробуренными глубокими скважинами на структуре Лактыбай. В объеме нижнего карбона выделяется визейский ярус.

Визейский ярус - С_{1v}

Визейский ярус делится на 2 подъяруса: нижний и верхний.

Нижневизейские (С_{1v1}) отложения в том или ином стратиграфическом объеме вскрыты всеми пробуренными скважинами и литологически представлены песчаниками, алевролитами, гравелитами, конгломератами и глинистыми породами.

Песчаники серые, зеленовато-серые, коричневые, разномышечные, на глинисто-карбонатном цементе порово-контактного типа, полимиктовые, местами мезомиктовые, очень плотные, крепкие, массивные, местами глинистые, с включениями растительных остатков.

Алевролиты серые, зеленовато-серые, темно-серые, слабосланцеватые, полимиктовые, со слабовыраженной слоистостью, обусловленной неравномерным распределением в породе крупных обугленных растительных остатков.

Гравелиты и конгломераты серые, песчаные, неотсортированные, полимиктовые, однородно-массивные, плотные, крепкие. Они обычно образуют прослои в песчаниках.

Аргиллиты черные, темно-серые, плотные, слоистые, трещиноватые, карбонатные, с зеркалами скольжения и обильным включением гальки кремнистого и кварцевого состава, алевролитовые, по плоскостям напластования с отпечатками обуглившихся растительных остатков. Отмечаются подчиненные прослойки серых, слоистых, слабосланцеватых плитчатых аргиллитов.

Аргиллиты частично раздроблены до щебня.

Вверх по разрезу отмечаются единичные прослои известняков. Известняки серые, обломочные, детритовые, массивные.

Вскрытая толщина *нижневизейских* отложений изменяется от 129,9 м (скважина 39) до 693 м (скважина 15).

Верхневизейские (C_{1v2}-C_{2b}) отложения – аналог КТ-II, представлены карбонатно - терригенными породами. Литологически эти отложения представлены преимущественно аргиллитами черными, серыми, алевротитистыми, плотными, с включениями обломочного доломита, с прослоями известняка серого, темно-серого, почти черного, пелитоморфно-органогенного, слабо доломитизированного, редко окремнелого, плотного, крепкого, с обильным включением гальки кремнистого и кварцевого состава. Отмечаются прослои серых, коричневых, разнотернистых, полимиктовых, уплотненных песчаников, известняковой брекчии и кальцита.

Нижняя пермь – P₁

Нижнекаменноугольные отложения со стратиграфическим несогласием перекрываются породами нижней перми. Они присутствуют в объеме ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов.

Ассельский ярус - P_{1a}

Отложения ассельского яруса вскрыты всеми скважинами. Они характеризуются литологическим разнообразием. Основной литологический фон составляют две группы пород:

- 1) переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов, известняков, доломитов;
- 2) переслаивание глинисто-битуминозных пород.

В первой группе пород, в основном, представляющих верхнюю часть ассельского яруса, присутствуют аргиллиты серые, темно-серые, черные, алевротитистые, известковистые, пелитистые. Песчаники и алевролиты серые, коричневатые-серые, известковистые, слюдяные, полимиктовые, плотные, крепкие, тонкозернистые, олигомиктовые, роговообманково-кварцевые, кварцевые. Встречаются редкие прослои известняка коричневатого-серого, пелитоморфного, участками глинистого.

Для второй группы пород, залегающих в нижней части разреза характерна хаотично мусорная текстура, обусловленная отсутствием сортировки зерен по крупности и включениями самого разнообразного состава и размера - от мелкого до крупного - гравия кремнистых пород, известнякового щебня, угловатых обломков песчаников, туфоаргиллитов, туфоизвестняков с прослоями биоморфно-сгустковых известняков. Все эти обломки сцементированы глинисто-известковым материалом. В этой смешанной массе

породы встречаются разновозрастные палеонтологические остатки: наряду с ассельскими формами были определены и каменноугольные.

Толщина ассельских отложений варьируется от 57,5 м (скважина 36) до 142,4 м (скважина 37).

Сакмарский ярус - P_{1s}

Отложения сакмарского яруса литологически представлены аргиллитами темно-серыми, алевроитистыми, слюдистыми, массивными, с включениями обугленных растительных остатков, с прослоями песчаника серого, разнзернистого, полимиктового. Встречаются редкие прослои известняка темно-серого, единичные прослои грубообломочной породы, представленной грубослоистым конгломератом на глинистом цементе.

Толщина отложений сакмарского яруса изменяется от 17 м (скважина 27) до 412 м (скважина 28).

Артинский ярус - P_{1ar}

Отложения артинского яруса имеют очень ограниченное распространение и вскрыты одной скважиной №34. Литологически они представлены аргиллитами темно-серыми, черными, грубоплитчатыми, слоистыми, крепкими, плотными, алевроитистыми, с единичными прослойками серого алевропесчаника, алевролитами серыми, полимиктовыми, монолитными, очень крепкими, массивными, с единичными прослоями конгломерата серого.

Вскрытая толщина артинских отложений составляет 142 м в скважине 34.

Кунгурский ярус - P_{1k}

Отложения кунгурского яруса вскрыты в объеме нижней сульфатно-терригенной толщи и средней галогенной толщи.

Сульфатно-терригенная толща сложена темно-серыми и черными известковистыми аргиллитами с прослоями темно-серых глинистых песчаников, алевролитов и ангидритов голубовато-серых, участками глинистых.

Галогенная толща сложена каменной солью кристаллической, с прослоями разной толщины сульфатно-терригенных пород.

Толщина отложений кунгурского яруса изменяется от 167 м (скважина 40) до 2620 м (скважина 16). На отложения кунгура со стратиграфическим несогласием залегают породы надсолевого комплекса.

Верхняя пермь - P_2

Литологически представлена красноцветными континентальными отложениями: аргиллитами, песчаниками, алевролитами с подчиненными прослоями ангидритов.

Аргиллиты красновато-коричневые, коричневато-серые, темно-коричневые, известковистые, алевроитистые, плитчатые, серые разности с обуглившимися растительными остатками.

Песчаники и алевролиты коричневато-красные, буровато-коричневые, прослоями зеленовато-серые, полимиктовые, разномзернистые, косослоистые, хорошо сцементированные, с обуглившимися растительными остатками.

Толщина верхнепермских отложений изменяется от 55 м (скважина 16) до 2642 м (скважина 34).

Мезозой – МZ

Мезозойский комплекс представлен триасовыми, юрскими и меловыми отложениями.

Триасовая система – Т

Среди триасовых отложений достоверно установлено присутствие пород нижнего триаса.

Нижний триас - Т₁

Разрез нижнетриасовых отложений является сокращенным и представлен породами ветлужской и баскунчакской серий нижнего триаса.

По литологическому составу отложения нижнего триаса представлены терригенными, красноцветными, пестроцветными, реже сероцветными, известковистыми породами с редкими обуглившимися растительными остатками.

Толщина отложений нижнего триаса колеблется в пределах от 58 м (скважина 16) до 510 м (скважина 32).

Юрская система – J

В рассматриваемом районе преимущественно развиты отложения нижнего и среднего отделов юры.

Нижняя юра - J₁

Отложения нижней юры представлены светло-серыми песчано-глинистыми отложениями.

Нижняя часть разреза сложена светло-серыми полимиктовыми, мелко-среднезернистыми песками, с обильной мелкой кварцевой галькой и линзами песчаника.

Выше разрез сложен серовато-белыми глинами, содержащими обугленные растительные остатки. Отмечаются небольшие прослои серых, светло-серых песков и черных углистых глин.

Толщина отложений изменяется от 13 м (скважина 39) до 310 м (скважина 40).

Средняя юра - J₂

Нижняя часть среднеюрского разреза представлена песчаной и глинистой толщами.

Песчаная толща сложена песками кварцево-полевошпатовыми, мелко-среднезернистыми, рыхлыми. Глинистая толща представлена глинами серыми, плотными, с единичными прослоями бурых углей.

Верхнюю часть составляют чередующиеся песчаные и глинистые слои, бурые, серые, темно-серые, с прослоями песчаника и бурого угля.

Толщина среднеюрских отложений варьирует от 75 м (скважина 16) до 315 м (скважина 37).

Меловая система – К

Среди отложений меловой системы установлено присутствие пород нижнего отдела. Они вскрыты всеми скважинами.

Нижний мел - К₁

Отложения нижнего мела с эрозионным несогласием залегают на породах юрской системы. Разрез нижнего мела представлен породами готеривского, барремского, аптского и альбского ярусов, каждому из которых присущ свой песчано-глинистый комплекс пород, отличающийся по цвету и составу.

Готеривский ярус - K_{1g}

Отложения готерива являются морскими, литологически представлены серыми, зеленовато-серыми глинами, с прослоями светло-зеленых сильно глинистых песков.

Толщина этих отложений изменяется от 53 м (скважина 28) до 209 м (скважина 40).

Барремский ярус - K_{1br}

Континентальные отложения баррема представлены пестро окрашенными терригенными породами.

Толщина барремских отложений составляет от 83,3 м (скважина 43) до 212 м (скважина 36).

Аптский ярус - K_{1a}

Прибрежно-морские осадки аптского яруса залегают с эрозионным несогласием на пестроцветных породах баррема. Литологически сложены черными, темно-серыми глинами с прослоями зеленовато-серых, кварцево-глауконитовых песков и редко алевролитов и песчаников. Породы содержат большое количество обугленных растительных остатков.

Толщина данных отложений изменяется от 54 м (скважина 27) до 100 м (скважина 28).

Альбский ярус - K_{1a1}

Отложения альбского яруса по генезису также являются морскими, сложены они, в основном, серыми, желтовато-серыми слюдисто-кварцевыми песками и прослойками темно-серых, серых глин.

Толщина альбских отложений варьирует в пределах от 172 м (скважина 15) до 380 м (скважина 36).

2.1.2 Тектоника

В тектоническом отношении подсолевая структура Лактыбай располагается в пределах восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины (рис. 2.1.1).

По характеру строения поверхности байкальского фундамента и подсолевых литолого-стратиграфических комплексов на восточной окраине Прикаспийской впадины выделяют следующие структурные элементы: прибортовая зона, восточный склон и центральная часть.

Прибортовая зона шириной 60-95 км расположена между Ащисайским и Байшаган-Кенкиякским разломами фундамента и включает Жанажольскую и Кенкиякскую тектонические ступени.

Восточный склон шириной 60-68 км прослеживается к югу от Урало-Илекской седловины между Байганинско-Кенкиякским и Караулкельдинским разломами фундамента и включает Коздысайскую и Шубаркудукскую тектонические ступени.

Центральная часть впадины расположена к западу от Караулкельдинского разлома.

Выделенные структурные элементы субширотными нарушениями фундамента расчленяются на ряд приподнятых и опущенных блоков. По фундаменту Лактыбай расположен в пределах Жаркамысского поднятия. Глубина залегания фундамента на Жаркамысском поднятии составляет порядка 7 км. С эйфельского времени на бортах впадины формируются карбонаты шельфового типа, которые впоследствии перекрываются мощной терригенной толщей нижнего карбона. В ранневизейское время происходит полное перекрытие Жаркамысского поднятия терригенными отложениями. Характер и условия залегания терригенных отложений нижнего карбона предполагается от клиноформного до параллельно-слоистого.

Впоследствии на визейском приподнятом цоколе на борту впадины формируются верхневизейско-нижнемосковский (КТ-II), подольско-гжельский (КТ-I) и ассельский (КТ-0) карбонатные комплексы.

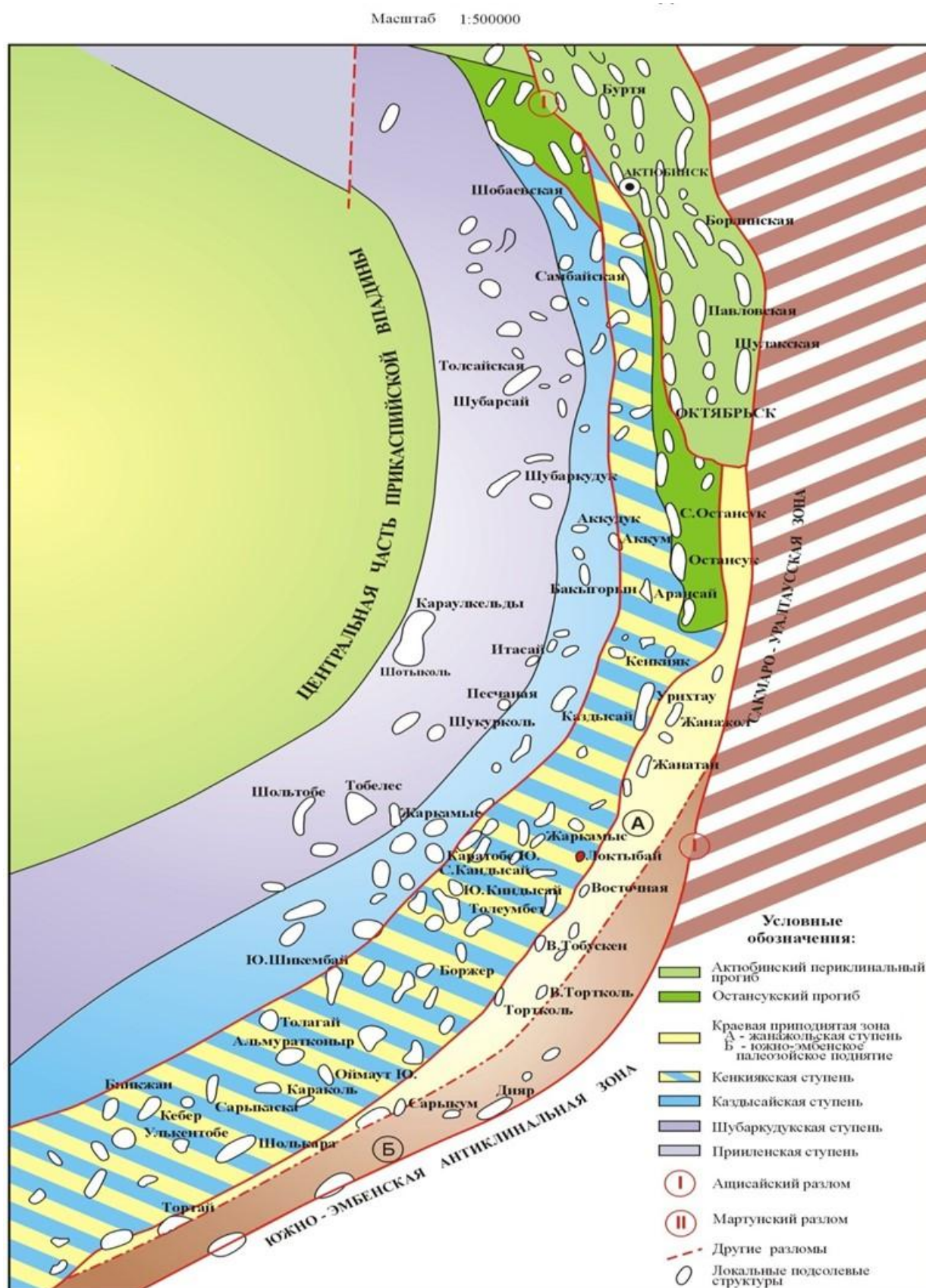


Рис. 2.1.1 - Тектоническая схема подсолевых отложений восточной части Прикаспийской впадины

В 2007-2008гг с целью доразведки продуктивных горизонтов в пределах месторождения Лактыбай компанией «ДАНК» была проведена сейсмика 3Д с ее последующей обработкой компанией ТОО «PGDServices».

При анализе полученных данных интерпретации сейсмики 3Д ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» были выявлены несоответствия в обработке данной сейсмики с фактическими данными.

В итоге авторами отмечается тот факт, что при сравнении результатов интерпретации сейсмики 3Д, проведенные 2007-2008гг, с фактическими материалами бурения скважин установлены расхождения. В связи с этим, при составлении «Прироста запасов...» в 2015г использовано структурно-тектоническая модель согласно сейсморазведочным работам 1996г, с корректировками по данным бурения (рис. 2.1.2).

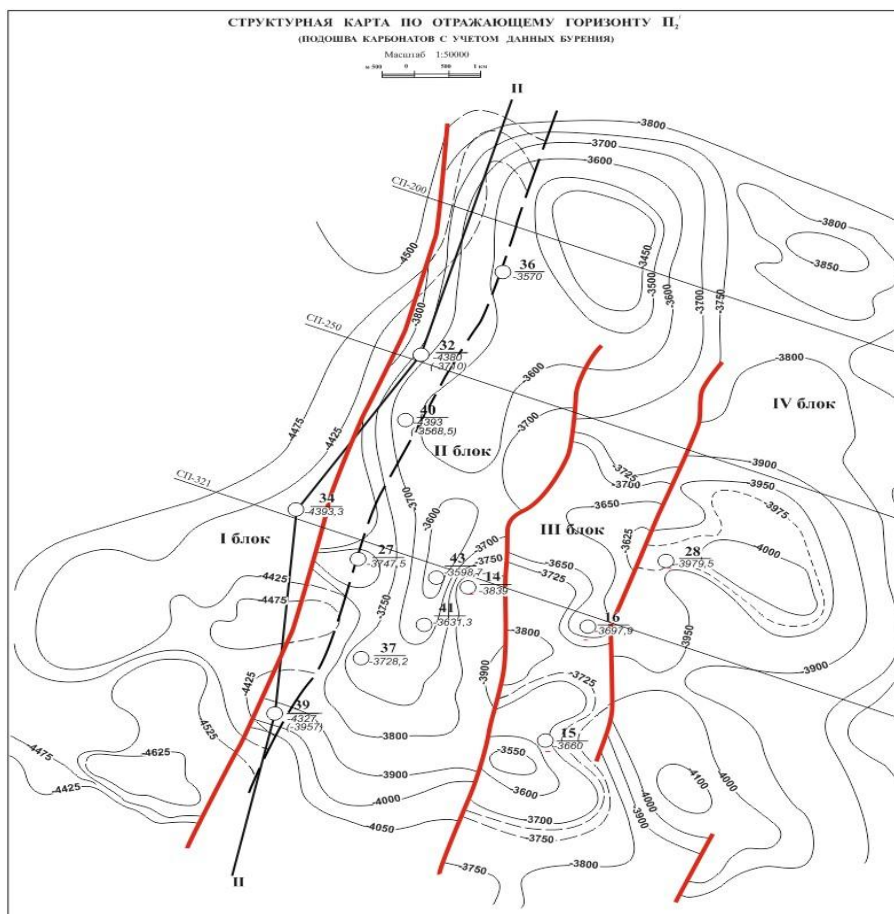


Рис.0.2 - Структурная карта по отражающему горизонту П2/ 2015г. с учетом бурения скважин.

В 2021г компания ПГСК провела повторную переобработку 3Д материалов во временной и в глубинной областях. Интерпретация материалов ПСДМ проведена по основным региональным отражающим горизонтам.

По сравнению со структурно-тектонической моделью, утвержденной в рамках «ПРЗ-2015г.», проведенная интерпретация позволила уточнить строение месторождения. Было уточнено надвигово-сдвиговое блоковое строение подсолевой части площади. Площадь, в тектоническом отношении, находится в зоне Предмугоджарской миогеосинклинальной зоны герцинской эпохи складчатости, или иными словами в зоне субдукции Прикаспийской впадины под Уральскую (Мугоджарскую) островную дугу. Установлено, что

месторождение находится как в поднадвиговой зоне так и в надвиговой зоне передовых складок Мугоджар.

В предверхнедевонско-турнейское время участок работ находился в зоне глубоководного передового прогиба островной дуги Мугоджар - со стороны моря. Участок быстро заполнялся флишевым комплексом терригенных и карбонатно-терригенных пород сносимых в желоб со стороны вулканической дуги. В предвизейское время участок имел достаточно выровненный рельеф характеризующийся ОГ Р₃ (рис. 2.1.3).

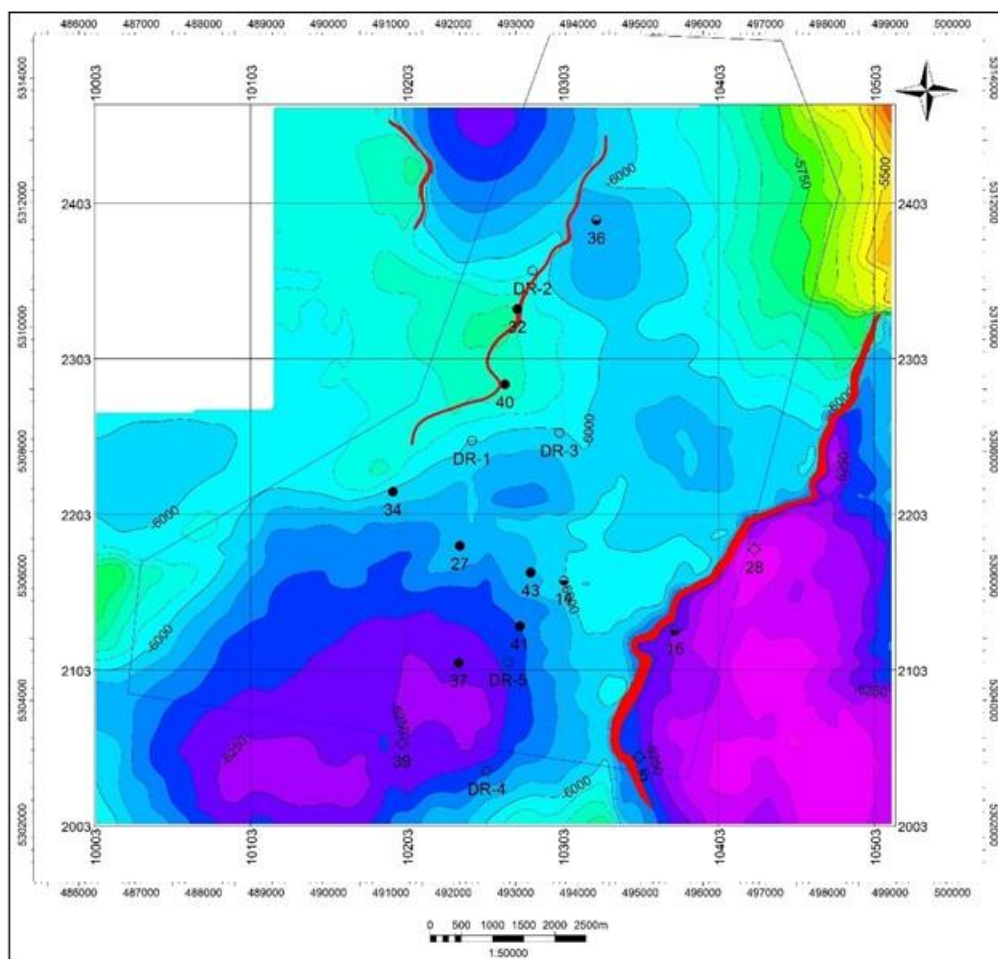


Рис. 2.1.3 - Структурная карта по кровле ОГ Р₃ (крюля D₃fm-C₁t)

В районе скважин 32 и 40, по ОГ Р₃, выделяется поднятие амплитудой до 60 м и размерами 2х2,3 км по замыкающей изогипсе -5900 м. На север от этого поднятия выделяется меньшее по размерам – 1,2х1,4 км поднятие амплитудой около 50 м. В северо-восточной части участка породы по ОГ Р₃ моноклинально воздымаются от -6000 м до -5450 м. Эта моноклираль отделена от двух антиклиналей прогибом с глубинами от -6000 м до -6350 м имеющего восток-северо-восточное простирание. На запад от этого прогиба в южной части выделяется обширная прогнутая зона, занимающая юго-восточную четверть участка глубиной от -6000 до -6250 м. На западе участка выделяется полу-антиклиналь, ограниченная контуром сейсмосьемки размерами 2х2 км и амплитудой около 160 м по

контур -5950 м.

В средневизейско–московское (C_{1v} – C_{2m}) время участок работ испытывает небольшое воздымание и весь перекрывается относительно глубоководными карбонатно-терригенными отложениями, возрастным аналогом КТ-II. В пред-пермское время, на площади работ, происходит резкое увеличение тектонической активности в виде надвиговых движений с востока со стороны Мугоджар. Об этом свидетельствует образование надвиговых и цветочных структур в южной и центральной частях месторождения. Наиболее наглядно эти надвиговые структуры проявляются по ОГ P_2 – кровля КТ-2 и P_{21} – подошва КТ-2. При средней толщине средневизейско-московского комплекса около 200 м наблюдается полное соответствие структурного строения этих двух поверхностей, но с поправками на смещения вдоль надвиговых тектонических нарушений.

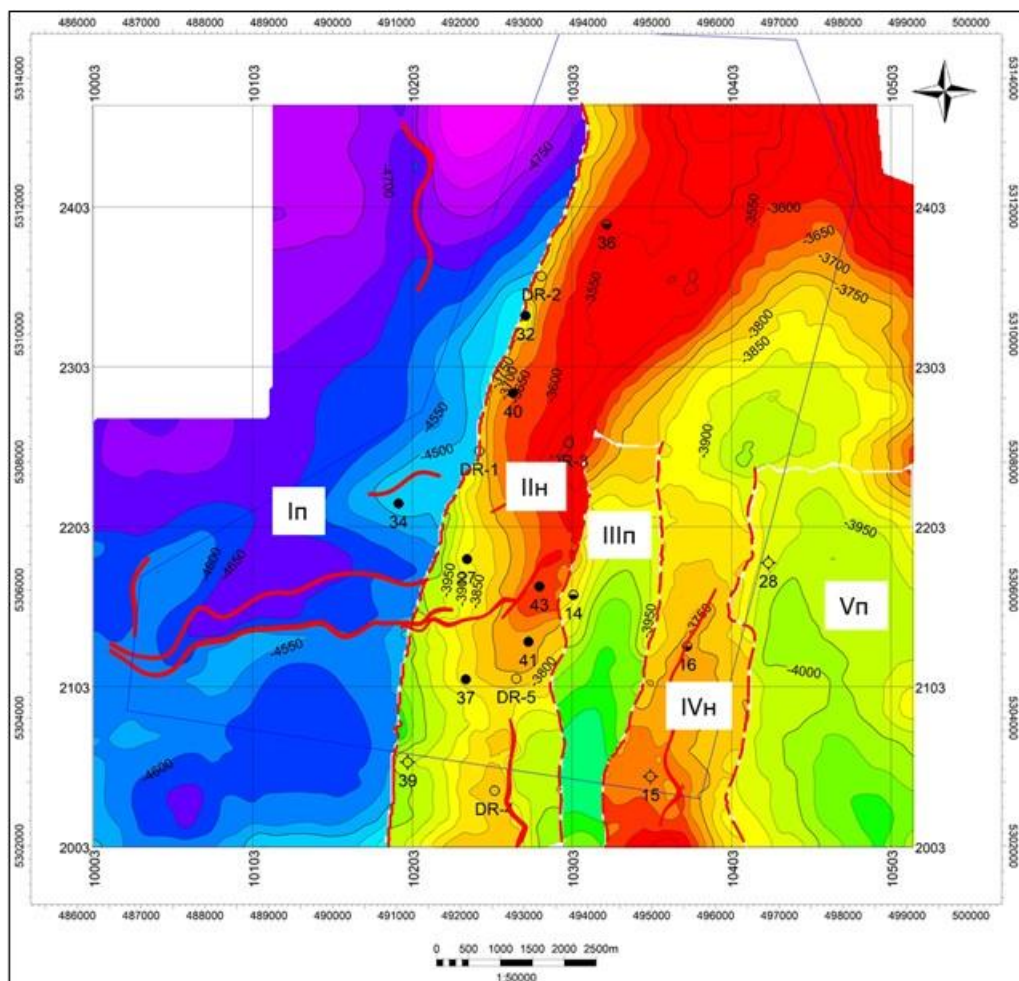


Рис. 2.1.4 - Структурная карта по ОГ P_{21} и P_{21u}

Хорошее совпадение структурных поверхностей по ОГ P_{21} и P_{21u} (Рис. 2.1.4),– подошва средневизейско-московских отложений с ОГ P_2 и P_{2u} (Рис. 2.1.5) – кровля средневизейско-московских отложений можно отметить при сравнении структурных карт этих поверхностей. Поднадвиговые структуры проявляются в виде поддвинутых под

надвиговые разломы пологих антиклиналей, синклиналей и моноклиналей по ОГ P_{2u} и P_{21u} . Плотные карбонатно терригенные осадки средневизейско-московского возраста в пределах участка работ испытали интенсивную складчатость и сформировали ловушки УВ. Образование складок произошло по кровле подстилающих эти плотные осадки пластичных нижневизейских глин, вдоль которых происходило смещение пород во время складкообразования. Образовавшиеся складки представляют собой так называемые бескорневые складки не находящие соответствия в нижележащих подстилающих их отложениях терригенного нижнего карбона и возможно карбонатного девона по ОГ P_3 .

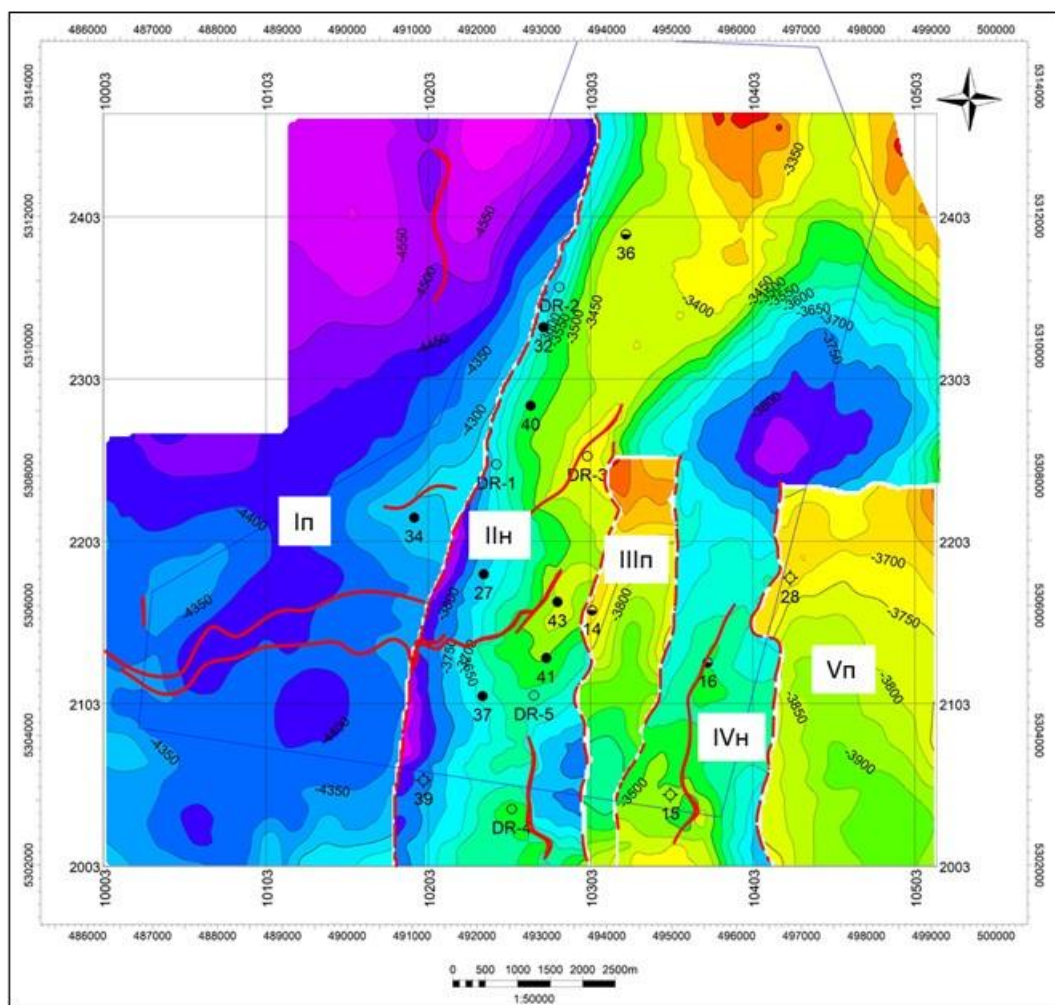


Рис. 2.1.5 - Структурная карта по ОГ P_2 и P_{2u}

Серия надвиговых и поднадвиговых складок делит участок на 5 тектонических блоков. Выделяются 3 поднадвиговых блока: In, IIIн, Vн и 2 надвиговых блока: IIн, IVн. При этом поднадвиговый блок I является продуктивным в 3-х (34, 40, 32) из 4-х скважин (39 скважина сухая). В поднадвиговой зоне по ОГ P_{2u} в районе скважин 34, 40 и 32 выделяется полуантиклиналь по замыкающему контуру -4300 м размерами 5560x1200м. При этом, примерно 30% антиклинали перекрывается нависающим над ним блоком IIн надвига, остальная часть блока представляет собой достаточно плоский рельеф с отметками

от -4300 м на юге до -4600 м на севере, с небольшой антиклиналью, замкнутой по изогипсе -4350 м, амплитудой около 20 м и размерами 1х1,5 км на западе.

Поднадвиговый блок IIIп представляет собой синклиналь субмеридианального простирания с глубинами от -3650 м до -4000 м. Блок вскрыт разведочной скважиной 14 с признаками нефти. Поднадвиговый блок Vп также представлен субмеридианально ориентированной синклиналью с отметками от -3700 м до -3900 м. Блок вскрыт разведочной скважиной 28 без признаков нефти.

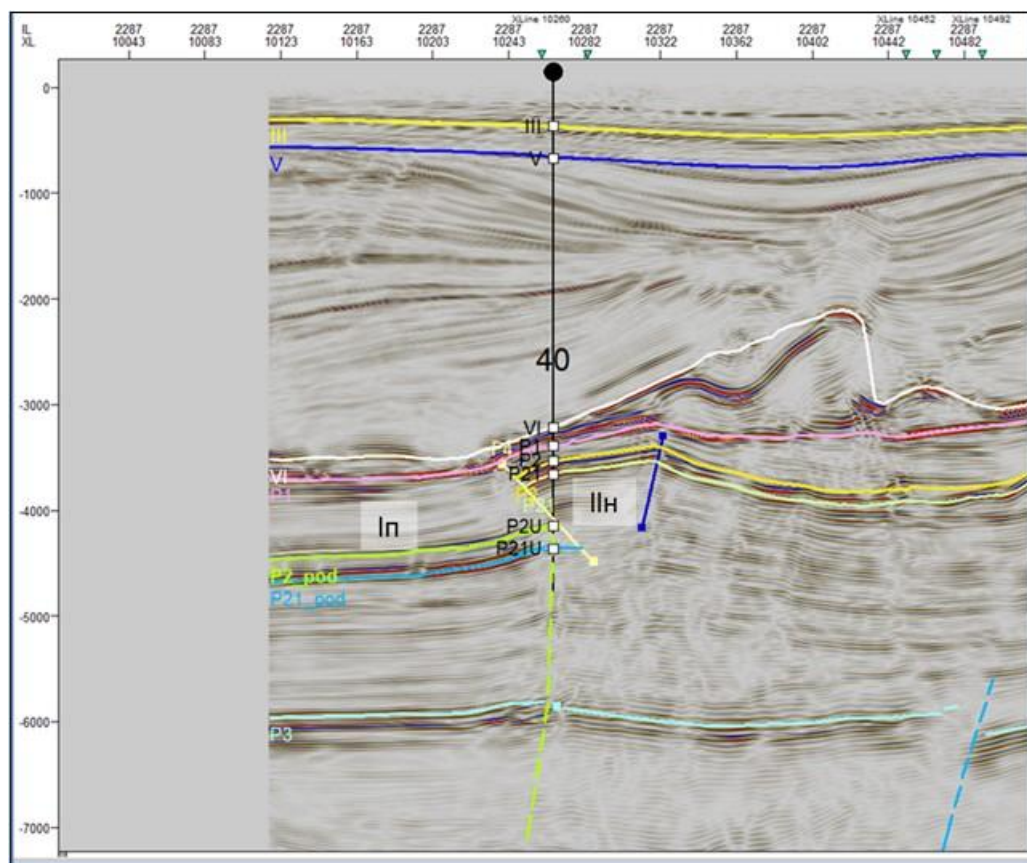


Рис. 2.1.6 - Сейсмический профиль IL 2287 и скважина 40

Надвиговый блок Пн представляет собой линейную антиклиналь с четырьмя небольшими сводами, простирающуюся в север-северо-восточном направлении через весь участок. На северо-востоке по изогипсе -3400 м выделяется обширная полуантиклиналь размерами 2,5х3,5 км амплитудой около 150 м. В центре участка на СВ от скважины 40 выделяется небольшая тектонически нарушенная антиклиналь амплитудой около 30 м размерами 1х0,8 км по замыкающей изогипсе -3400 м. В районе скважины 43 выделяется также тектонически нарушенная антиклиналь аналогичных размеров. На крайнем юге участка по блоку выделяется небольшая антиклиналь 0,5х0,6 км по изогипсе -3550 м амплитудой около 20 м. Западный моноклиальный склон надвигового блока Пн погружается в сторону надвига от -3450 м до -3800 м. На изогипсе около -3650 до -3700 м пробурены 2 продуктивные скважины 37 и 27, что на 200 м и 150 м глубже сводовых частей

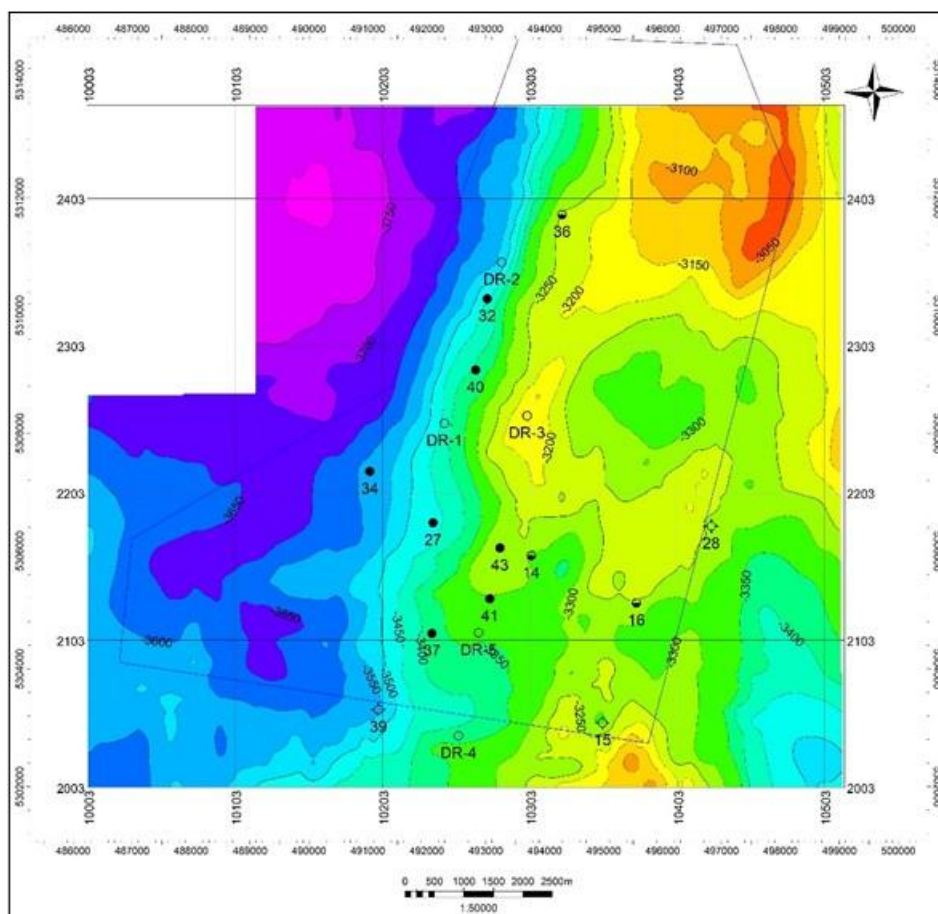
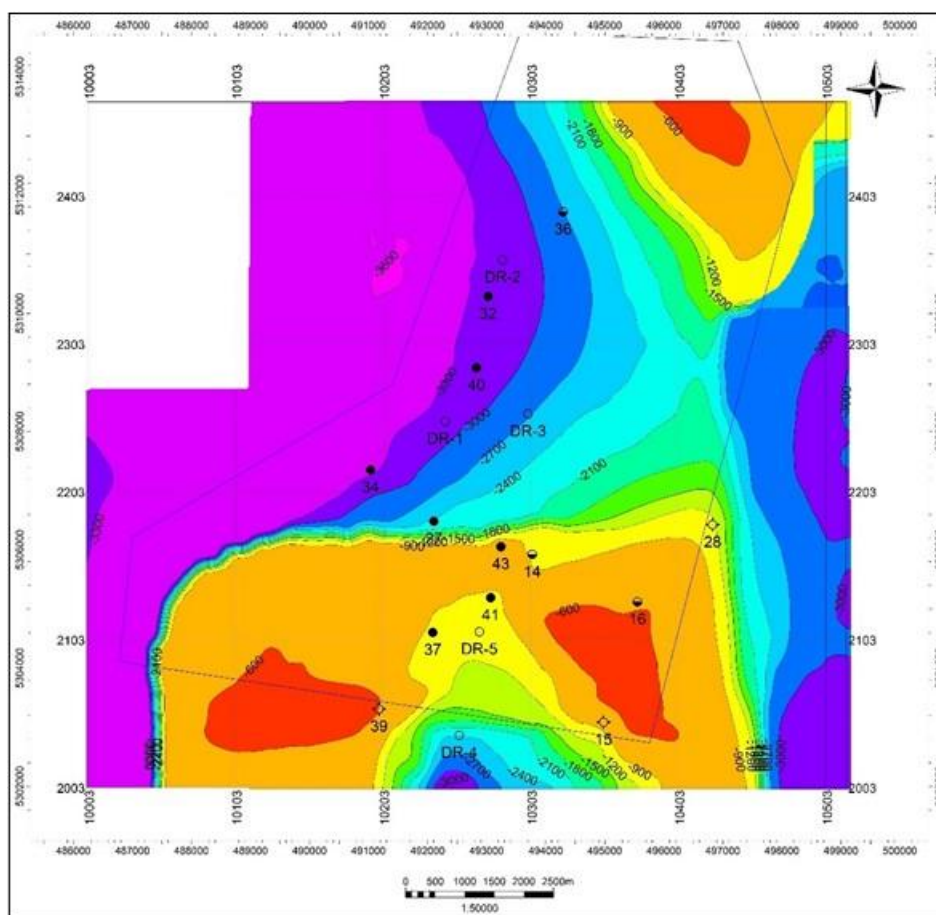
структуры соответственно. Этот факт позволяет предположить наличие литологически ограниченных залежей по периклинали блока Пн.

Блок IVн представляет собой поднятие в присводовой части которого были пробурены две скважины – 16 и 15 на отметках -3500 м и -3440 м соответственно. В обеих скважинах отмечались признаки нефти.

Тектоническое строение участка по ОГ Р₁ сильно выполаживается относительно рельефа структуры по ОГ Р₂. Это происходит по причине привноса терригенного материала с востока на запад заполняющего отрицательные формы рельефа. Толщина комплекса составляет в кровле поднятий около 175 м, и увеличивается до 935 м в прогибах. Эти осадки полностью перекрыли и существенно выровняли участок. Рельеф участка по ОГ Р₁ был сформирован унаследовано от рельефа по ОГ группы горизонтов Р₂ и Р_{2u}. Тектонические нарушения на участке работ полностью затухают в отложениях нижнепермской молассы. Кровля ОГ Р₁ (Рис. 2.1.7,) постепенно погружается с востока на запад от -3050 м до -3350 - -3400 м, участками формируя в центре и на ЮВ синклинали глубиной до -3300 м -3500 м соответственно. Далее на запад, вдоль главного надвига по ОГ Р₂, породы перми формируют безразломную флексуру, где углы падения ОГ Р₁ резко увеличиваются. Далее над блоком Пп, западнее скважин 39, 34, 40 и 32, поверхность вновь выполаживается и ниже изогипсы -3550 м формирует моноклираль В-СВ направления погружаясь до глубины -3650 – 3750 м.

Кровля кунгурской (Р_{1k}) соли характеризуется структурной картой по ОГ VI. Отражающий горизонт от кровли соли для полноценного картирования был разделен на 3 составные части: VI - отражающий горизонт, приуроченный к поверхности кунгурской соли. В зонах развития соляных карнизов корреляция дополнена двумя дополнительными горизонтами: ОГ-VI-1- поверхность карниза (подвернутого склона соли); ОГ VI-2 – поверхность основания соляного купола под карнизом (Рис. 2.1.8, 2.1.9). Наличие соляных карнизов, выделяемых по данным сейсморазведки свидетельствует о региональном наклоне ложа соли соответствующего ОГ Р₁ в западном направлении. Этот факт характерен для всей Восточной бортовой зоне Прикаспийской впадины.

По карте ОГ VI, в пределах участка, можно выделить два соляных купола на юге и на северо-востоке. Южный купол имеет подковообразную форму с наивысшей отметкой в -430 м и размерами 10х4 км. Северо-восточный купол имеет размеры 4х5 км с отметкой в своде около -480 м. Купола отделены друг от друга седловиной, находящейся примерно в середине участка, с наибольшей глубиной -2100 м. С двух сторон от седловины находятся мульды с глубиной до кровли ОГ VI -3600 м – на западе и -3000 м на востоке.

Рис. 2.1.7 - Структурная карта по ОГ Р₁Рис. 2.1.8 - Структурная карта по ОГ VI – кровля кунгурской соли (Р_{1к})

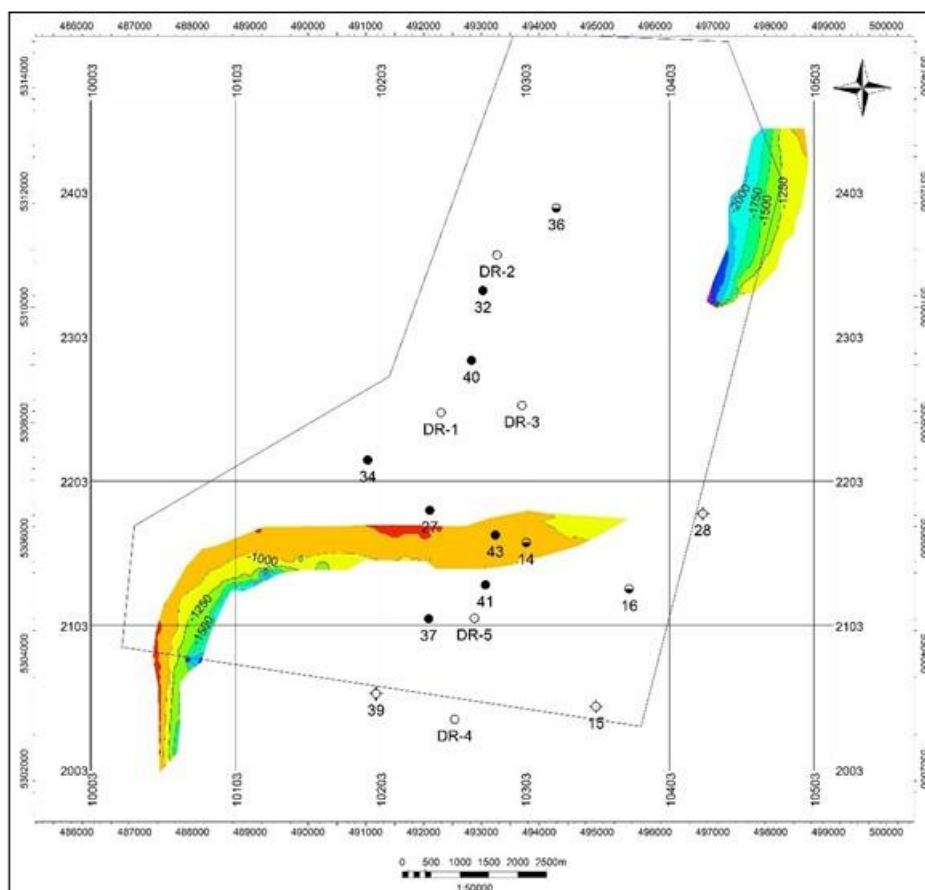


Рис. 2.1.9 - Структурная карта по ОГ VI-1 – поверхность подвернутого склона соли

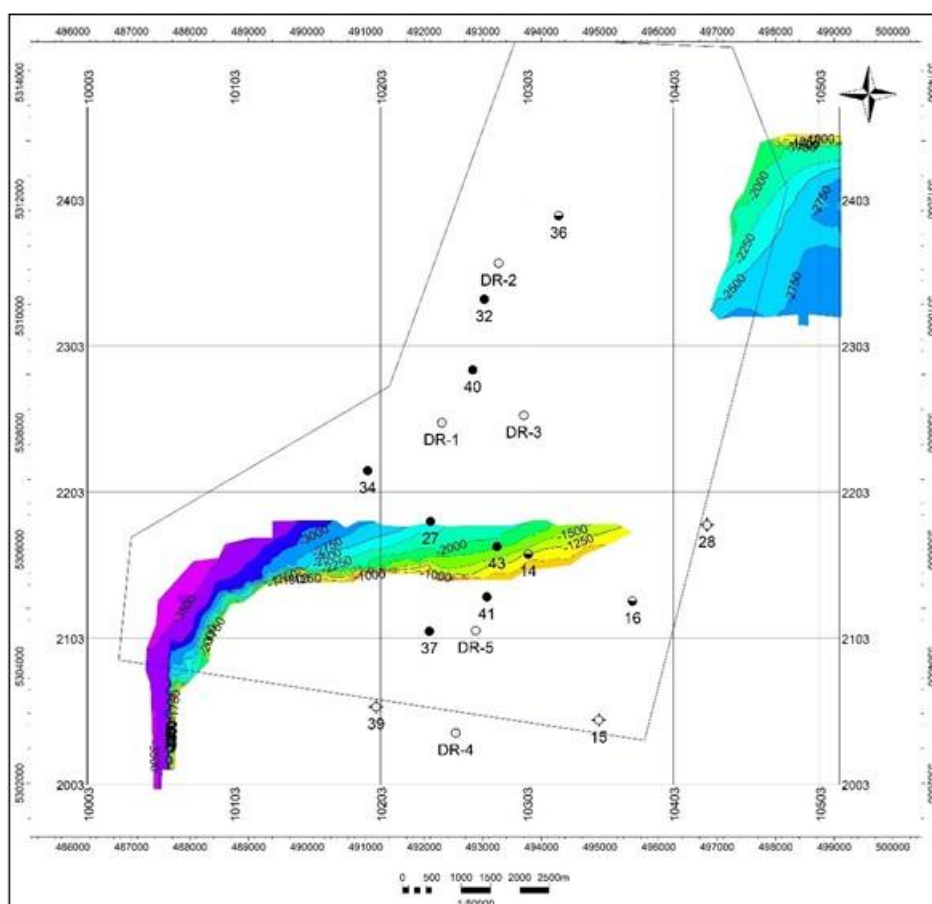


Рис. 2.1.10 - Структурная карта по ОГ VI-2 – поверхность основания соляного купола под карнизом

В пред-юрское время регион испытал региональное воздымание и мощную эрозию, закончившуюся пенепленизацией пород перми и триаса. Затем регион был перекрыт осадками юрской системы, соответствующей ОГ V. Структурная карта по ОГ V (Рис. 2.1.12) представляет собой более сглаженный рельеф, повторяющий контуры структурной карты по ОГ VI. В южной части площади над подковообразным соляным куполом выделяются две солянокупольных антиклинали. Западная полу-антиклиналь нарушена разломом на юге и замыкается контуром – 500 м и отметкой –425 м в своде, при размерах около 2,5х1,5 км. Восточная антиклиналь имеет трех-крылое строение – западное крыло, восточное и малоамплитудное северное крылья. Западное крыло восточной антиклинали по замыкающей изогипсе –500 м имеет форму треугольника размерами 2х1,5 км и отметку – 375 м в своде. Восточное крыло восточной антиклинали по изогипсе –525 м имеет размеры 2,2х0,5 км и отметку в своде –490 м. Надсолянокупольная структура, наблюдаемая на севере участка работ по замыкающему контуру –650 м и –475 м в своде нарушена двумя тектоническими нарушениями, но, в пределах площади работ, эта структура не имеет замыкания.

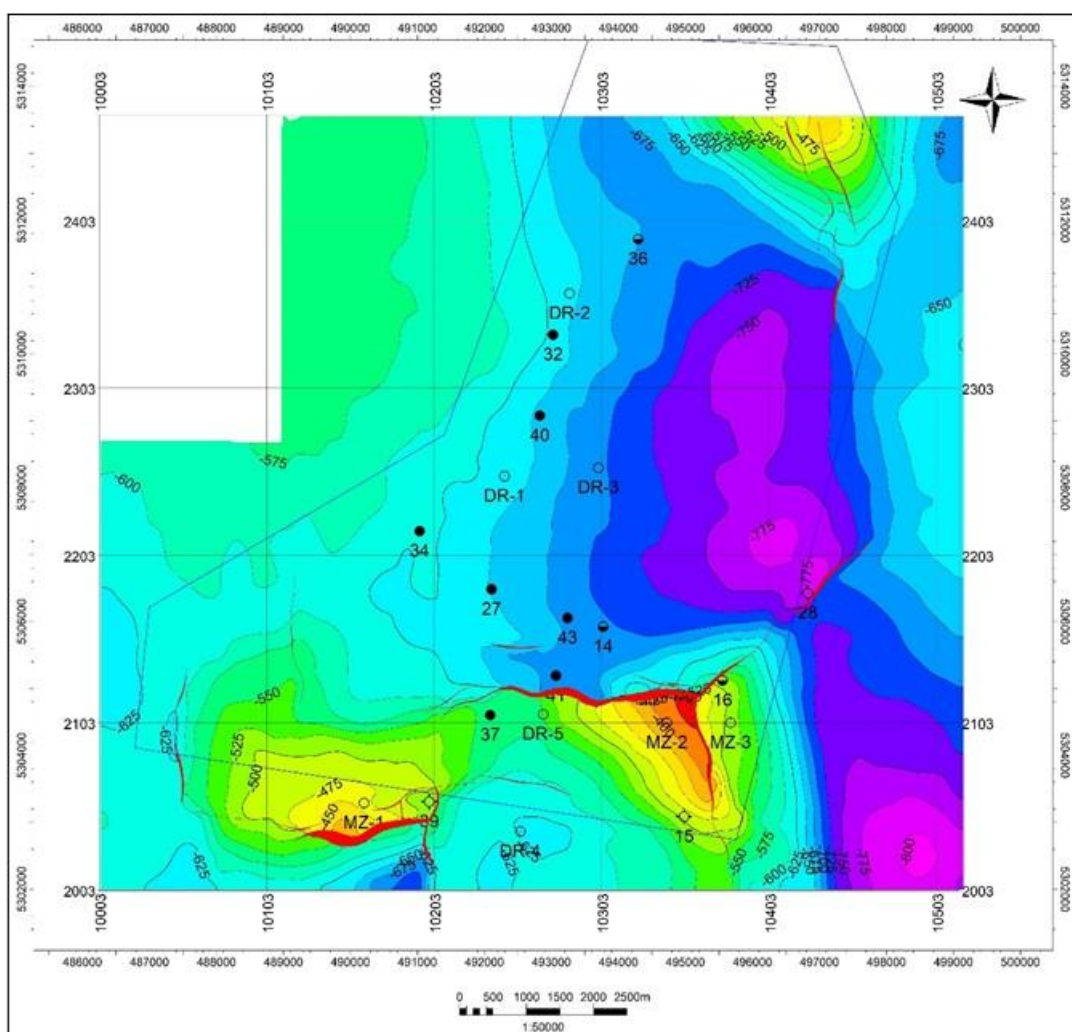


Рис. 2.1.11 - Структурная карта по ОГ V – подошва юрских отложений

Рельеф участка, по ОГ III – кровля эродированной поверхности юры и подошва мела, достаточно хорошо повторяет структурное строение поверхности по ОГ V – подошва юры (Рис. 2.1.13). Все три надсолевые структуры, выявленные по ОГ V проявляются и в кровле верхней юры – ОГ III. Западная структура по замыкающей изогипсе –250 м имеет размеры 2х2 км и амплитуду около 50 м, с отметкой в -200 м в своде. Восточная трех-крылая антиклиналь, также существенно уменьшается в размерах: ее западное крыло по изогипсе -275 м имеет амплитуду 45м и размеры 2х1 км; ее восточное крыло по изогипсе -325 м имеет размеры 2х1,5 км и амплитуду порядка 50 м. Полу-антиклиналь, приуроченная к северному соляному куполу участка по изогипсе -350 м также, как и по ОГ V в пределах площади работ, не замыкается.

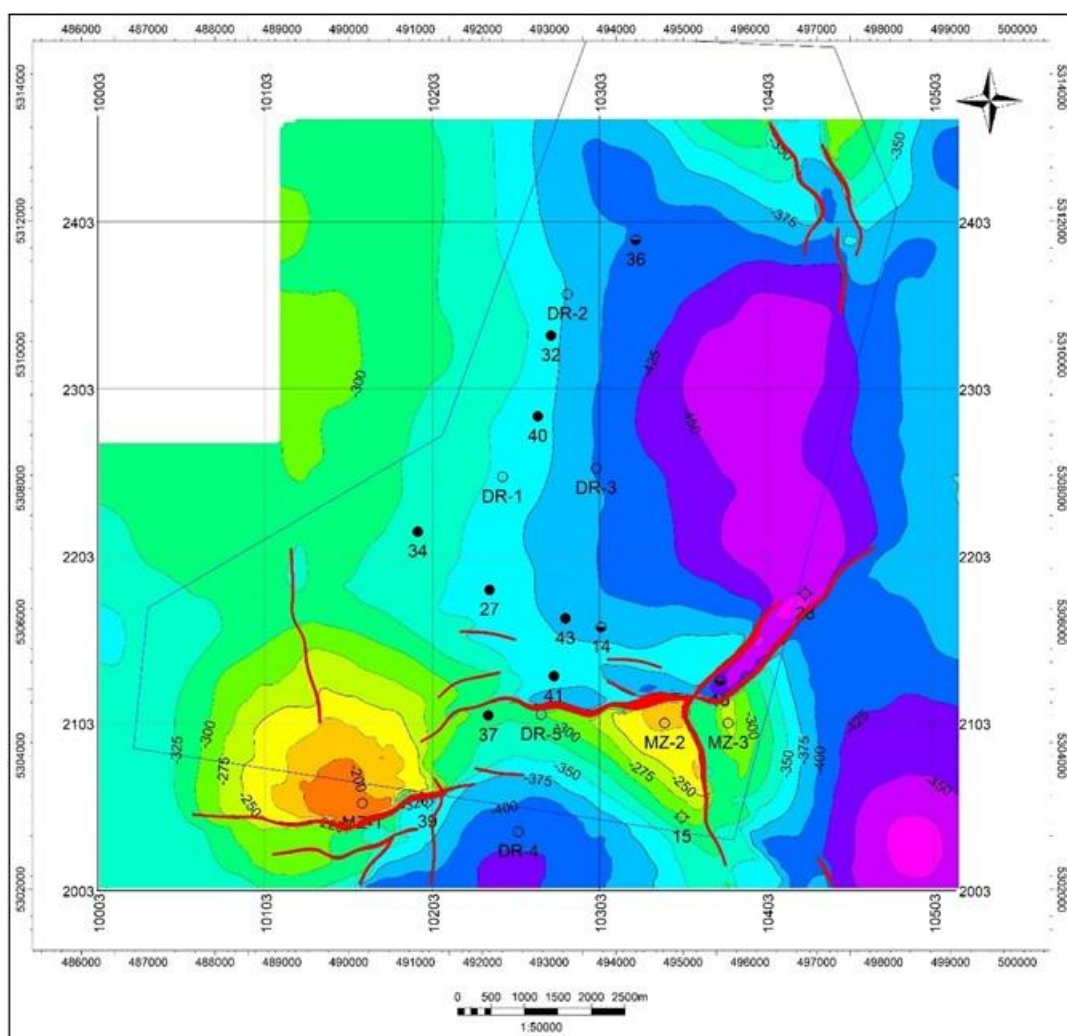


Рис. 2.1.12 - Структурная карта по ОГ III – Подошва мела и кровля юрских отложений

2.1.3 Нефтеносность

Продуктивные горизонты приурочены к визейским отложениям каменноугольной системы, коллектора которых представлены известняками, аргиллитами, местами доломитами и песчаниками с различной степенью цементирования.

Уровень нефтеносности горизонтов приняты условно по самым нижним отметкам получения нефти при опробовании или продуктивных по ГИС пластов.

Все залежи нефти пластовые, сводовые, литологически и тектонически экранированные.

В 2025 году был подготовлен отчет «Пересчет запасов...» по состоянию на 01.01.2025г., основанный на результатах бурения скважины №46 и переинтерпретации сейсмических данных 2021 года. Согласно протоколу ГКЗ №2754-25-У от 11.06.2025г отчет «Пересчет запасов...по состоянию на 01.01.2025г» не был утвержден в связи с малым количеством данных недостаточного для обоснования и утверждения представленных запасов. Соответственно, на текущий момент запасы УВ и геологическое строение залежей месторождения Лактыбай остаются согласно утвержденного Прироста запасов 2015года.

После последнего утвержденного проекта «АР-2025 месторождения Лактыбай» (Протокол ЦКРР РК № 66/21 от 23-24.09.2025 г.) на месторождении новых пробуренных скважин нет.

Ниже приводятся подробное описание продуктивных горизонтов.

По нижнепермскому горизонту P_{1as} по результатам интерпретации ГИС выделены коллектора в скважине 40.

В 2010г при совместном опробовании горизонтов P_{1as} и I (интервалы 4310-4322 м, 4348-4351 м, 4355-4359 м, 4363-4372 м, 4376-4380 м, 4384-4387 м, 4498-4508 м), был получен промышленный приток нефти на 7 мм штуцере дебитом 30 м³/сут. Однако, по результатам проведенного РЛТ работающим является только I горизонт в интервале 4474-4475 м. В остальных скважинах продуктивность горизонта не установлена.

В связи с этим не были построены карты эффективных толщин и, соответственно, не подсчитаны запасы по данному горизонту, так как продуктивность нижнепермского горизонта не подтверждена вышеуказанными исследованиями.

I продуктивный горизонт залегает в подошве ассельского и кровле верхневизейского ярусов; прослеживается по всей площади и вскрыт всеми пробуренными скважинами. Литологически представлен известняками серыми, с прослоями аргиллитов и доломитов, реже встречаются прослои песчаника.

Данный горизонт вскрыт в поднадвиговой и надвиговой зонах.

Толщина горизонта в *поднадвиговой зоне* (блок I) изменяется в пределах от 78,3 (скв.

39) до 147,1 м (скв. 40). Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 10 м (скв. 32) до 26,4 м (скв. 40). Величина коэффициента песчанистости изменяется в пределах от 0,09 до 0,18. Коэффициент расчлененности в среднем 10,5 (см. граф. прил. №6).

Промышленная продуктивность горизонта установлена опробованием скважины 32 в интервале 4540-4560 м, где получен фонтанный приток нефти дебитом 344 м³/сут и газа 18,8 тыс.м³/сут на 7 мм штуцере (см. граф. прил. №5).

Также, в скважине 40 при совместном опробовании интервалов 4310-4322 м, 4348-4351 м, 4355-4359 м, 4363-4372 м, 4376-4380 м, 4384-4387 м, 4498-4508 м получен приток нефти дебитом 30 м³/сут через 7мм штуцер. В апреле 2011г в скважине был проведен комплекс РLT, заколонные перетоки выше и ниже интервалов перфорации не отмечаются. По термометрии, резистивиметрии, влагометрии и плотности из интервала специальных отверстий (4474-4475 м), относящихся к I горизонту, в скважину поступает нефть с газом ($Q_n^7=31$ м³/сут, $Q_g^7=1922$ м³/сут), другие интервалы перфорации на приток не работают.

В скважине 34 при достреле 4500-4525 м, 4532-4535 м, 4542,5-4575 м получен слабый приток нефти дебитом 1,6 м³/сут через 3 мм штуцер при совместном испытании со II горизонтом (инт.4595-4612 м), учитывая низкие ФЕС пород, в разрезе скважины 34 нефтенасыщенные пласты по результатам обработки материалов ГИС не выделены.

Водонефтяной контакт для нефтяной залежи поднадвиговой зоны блока I принят условно на абсолютной отметке минус 4380,6 м, проведенной по подошве продуктивного по ГИС и опробованного пласта-коллектора в скважине 32.

Толщина I горизонта надвиговой зоны изменяется в пределах от 78м (скв. №39) до 202м (скв. №28). Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 6,4м (скв. №27) до 26,7м (скв. №43). Величина коэффициента песчанистости изменяется в пределах от 0,05 до 0,18. Средний коэффициент расчлененности составляет 9.

В данном горизонте надвиговой зоны опробованы скважины II-го (скв. 36, 14) и III-го (скв. 15, 16) блоков, где были получены непромышленные притоки нефти. Поэтому, с учетом низких ФЕС пород, в них не были выделены нефтенасыщенные коллектора.

Водонефтяной контакт надвиговой зоны принят условно по подошве нефтяного коллектора по ГИС в скважине 27 на абсолютной отметке минус 3746,8 м.

Продуктивный горизонт I-A залегает непосредственно под карбонатной толщей и стратиграфически приурочен к тульскому горизонту визейского яруса каменноугольной системы.

Литологически представлен песчаниками серыми, крупнозернистыми, аргиллитами темно-серыми, известковистыми, реже известняками. Горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами и прослеживается по всему месторождению. Общая толщина

горизонта изменяется в пределах от 8 м (скв. 36) до 46 м (скв. 14), эффективная нефтенасыщенная толщина – от 1,6 м (скв. 27) до 6 м (скв. 14). Коэффициент расчлененности изменяется от 2 до 4, коэффициент песчанистости – 0,06 – 0,13.

К горизонту приурочены нефтяные залежи, получившие развитие в надвиговой зоне (II, III блоки). Поднадвиговая зона в районе скв. 32, 34, 39, 40 по данным ГИС непродуктивна.

Опробование проведено в скв. 14 (II блок) и в скв. 16 (III блок), где получены незначительные притоки нефти дебитами, соответственно, 1,6 м³/сут и 0,16 м³/сут при среднединамическом уровне – 1294м (скв. 16).

В пределах блоков II, III площадь нефтеносности контролируется тектоническими нарушениями и зоной литологического замещения пород. По залежи отсутствует прямой ВНК, т.к. залежь геологически и тектонически экранирована, образуя линзы.

II продуктивный горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами и прослеживается по всему месторождению. В литологическом отношении горизонт представлен песчаниками серыми, желтовато-светло-серыми, средне-мелкозернистыми, разномелкозернистыми, полимиктовыми, неравномерно-пористыми, крепкосцементированными, алевроитистыми, пелитистыми, иногда с примесью гравия, аргиллитами темно-серыми.

Данный горизонт прослеживается в поднадвиговой и надвиговой зонах.

Толщина II горизонта *поднадвиговой зоны* изменяется в пределах от 42 м (скв. 34) до 50 м (скв. 39), эффективная нефтенасыщенная толщина наблюдается только в скважине 34 – 8,2 м. Коэффициент песчанистости равен 0,2, коэффициент расчлененности – 3.

Продуктивность поднадвиговой зоны I блока доказана опробованием скважины 34, где получен фонтанный приток нефти дебитом 51,1 м³/сут и газа 2,2 тыс.м³/сут.

Водонефтяной контакт принят условно по подошве продуктивного по ГИС и опробованного пласта в скважине 34 на абсолютной отметке минус 4457,9.

Толщина надвиговой зоны колеблется от 35м (скв. №36) до 45м (скв. №28), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется в пределах от 2м (скв. №14) до 12,7м (скв. №41). Коэффициент песчанистости – 0,05 – 0,29, коэффициент расчлененности в среднем составляет 6.

Нефтяная залежь установлена во II блоке, продуктивность которой доказана опробованием в 5-ти скважинах (14, 27, 37, 41, 43), где были получены промышленные притоки нефти, дебиты при этом составили, соответственно, 10,5 м³/сут на 3 мм штуцере; 95 м³/сут на 4,5 мм штуцере; 228 м³/сут на 5 мм штуцере; 53,4 м³/сут на 5 мм штуцере и 26,5 м³/сут. Водонефтяной контакт условно принят по подошве нефтяного коллектора и опробованного пласта в скважине 14 на абсолютной отметке минус 3946,04м.

В III блоке при опробовании скважины №16 был получен приток нефти непромышленного значения дебитом $0,11 \text{ м}^3/\text{сут}$ при среднединамическом уровне 2153,5 м, но по результатам обработки материалов ГИС нефтяные коллектора не выявлены, также, как и в остальных скважинах. В связи с этим, УВНК не был установлен.

III продуктивный горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами и прослеживается по всей площади месторождения. Литологически представлен песчаниками серыми, мелкозернистыми, полимиктовыми, аргиллитами песчанистыми, переслаиванием песчаников с аргиллитами, реже известняком.

Толщина горизонта *поднадвиговой зоны* (блок I) изменяется от 36 м (скв. 34) до 53 м (скв. 32), эффективная нефтенасыщенная толщина наблюдается только в скважине 40 равная 11,4 м. Коэффициент песчанистости – 0,2, коэффициент расчлененности – 5.

Толщина III горизонта надвиговой зоны составляет от 47м (скв. 36) до 65,82м (скв. №3), эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 3,2м (скв. 27) до 11,4м (скв. 46). Коэффициент песчанистости изменяется от 0,06 до 0,20, коэффициент расчлененности в среднем равен 7.

Продуктивность горизонта надвиговой зоны установлена при опробовании скважины 27 во II блоке, давшая непромышленный приток нефти $Q_n=0,4 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Водонефтяной контакт условно принят по подошве нефтяного коллектора, выделенного по ГИС и опробованного в скважине 27 на отметке минус 3928,3 м.

IV продуктивный горизонт вскрыт практически всеми скважинами, кроме скважины 39, и прослеживается по всей площади. В литологическом отношении представлен песчаниками серыми, мелкозернистыми, алевритистыми, пелитистыми, переслаиванием алевролита серого с аргиллитом темно-серым, редко переслаиванием аргиллитов с конгломератами, гравелитом серым, светло-серым, от мелко до крупногравийного, с галькой, обломки окатанные, полуокатанные, кремнисто-кварцевый, заполнитель – песчаные зерна.

IV горизонт прослеживается в поднадвиговой и надвиговой зонах.

Толщина горизонта *поднадвиговой зоны* колеблется от 111 м (скв. 32) до 113 м (скв. 40), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 11,8 м (скв. 34) до 15,1 м (скв. 40). Коэффициент песчанистости – 0,11 – 0,13; коэффициент расчлененности в среднем равен 9,5.

Продуктивность установлена по результатам интерпретации материалов ГИС в скважинах 34 и 40. При опробовании в скважине 34 получен непромышленный приток нефти дебитом $1,0 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 5 мм штуцере с переливом.

Положение водонефтяного контакта принято условно по подошве нефтяного пласта

скважины 40 на абсолютной отметке минус 4702,1 м.

В надвиговой зоне толщина горизонта изменяется от 66м (скв. №28) до 136,5м (скв. №40), эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 10,2м (скв. №27) до 39,7м (скв. №41). Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,12; коэффициент расчлененности варьирует от 3 до 11. Промышленная продуктивность в надвиговой зоне доказана результатами опробования скважины 27 (II блок), где получен приток нефти дебитом 15,2 м³/сут на 5 мм штуцере. Скважины 41 и 43 также дали промышленные притоки нефти с дебитами 184 м³/сут на 7 мм штуцере при совместном опробовании интервалов 4006-4010м, 4017-4024м, 4030-4040м, 4053-4063м, 4066-4082м, и 35 м³/сут на 7 мм штуцере при совместном опробовании интервалов 4071-4093м, 4097-4104м, соответственно. В скважине 46 при испытании интервала перфорации 4101,8-4134 м, был получен приток нефти дебитом 107 м³/сут., и газа 47,9 тыс. м³/сут через 7 мм штуцер.

В скважине 14 получен приток нефти непрямоугольного значения с дебитом 1,6 м³/сут.

Водонефтяной контакт также условно принят на абсолютной отметке минус 4084,01 м по подошве нефтяного коллектора, выделенного по ГИС и опробованного пласта в скважине 14.

V продуктивный горизонт вскрыт 9-ю скважинами (14, 15, 16, 27, 28, 32, 34, 36, 40) и прослеживается по всей площади месторождения. Литологически сложен песчаниками серыми, мелкозернистыми, полимиктовыми, массивными, аргиллитом черным, плотным, редко конгломератом.

Общая толщина горизонта изменяется в пределах от 78 м (скв. 34) до 104 м (скв. 36), эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 1,8 м (скв. 16) до 7,4 м (скв. 36). Коэффициент песчанистости от 0,02 до 0,07, коэффициент расчлененности изменяется от 2 до 3. Нефтяные коллектора выделены по ГИС только в надвиговой зоне в блоках II (скв. 27, 36) и III (скв. 16).

Во II блоке опробование проведено в скважине 27, где получен приток нефти дебитом 0,89 м³/сут при среднединамическом уровне 972 м.

В III блоке при опробовании скважины 16 был получен приток нефти дебитом 0,41 м³/сут. Водонефтяной контакт принят условно по подошве нефтяного пласта в скважине 27 на абсолютной отметке минус 4155,1 м.

В поднадвиговой зоне коллектора полностью замещены глинистыми породами.

Более детальная характеристика продуктивных горизонтов приведена в табл. 2.1.1 и 2.1.2.

Таблица 2.1.1 – Характеристика продуктивных горизонтов

Период изученности	№№ п/п	Залежи	Глубина залегания, м	Тип залежи	Площадь, км ²	Тип коллектора	Средняя эффективная толщина, м	Абсолютная отметка начального положения, м
								ВНК
На 01.01.2025г	1	I, поднадвиг	-4366,2	Пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированны е	4,875	карбонатный	18,2	-4380,6
	2	I, надвиг	-3712,2		9,55		13,6	-3746,8
	3	I-A, надвиг	-3856,2		7,48		4,7	-
	4	II, надвиг	-3943,6		13,825	терригенный	10,5	-3946,04
	5	II, поднадвиг	-4447,9		10,7		8,2	-4457,9
	6	III, надвиг	-3921,9		5,725		9	-3928,3
	7	III, поднадвиг	-4510,4		0,875		11,4	-
	8	IV, надвиг	-4064		14,45		19,1	-4084,01
	9	IV, поднадвиг	-4596,9		15,15		13,45	-4702,1
	10	V, надвиг	-4143,5		27,725		3,8	-4155,1
	Средняя				11,04		10,462	
На 01.01.2026г	1	I, поднадвиг	-4366,2	Пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированны е	4,875	карбонатный	18,2	-4380,6
	2	I, надвиг	-3712,2		9,55		13,6	-3746,8
	3	I-A, надвиг	-3856,2		7,48		4,7	-
	4	II, надвиг	-3943,6		13,825	терригенный	10,5	-3946,04
	5	II, поднадвиг	-4447,9		10,7		8,2	-4457,9
	6	III, надвиг	-3921,9		5,725		9	-3928,3
	7	III, поднадвиг	-4510,4		0,875		11,4	-
	8	IV, надвиг	-4064		14,45		19,1	-4084,01
	9	IV, поднадвиг	-4596,9		15,15		13,45	-4702,1
	10	V, надвиг	-4143,5		27,725		3,8	-4155,1
	Средняя				11,04		10,462	

Таблица 2.1.2 – Абсолютные отметки межфлюидных контактов

Период изученности	№№ п/п	Пласт	Участок	№№ скв.	Отметки ВНК, м		
					по ГИС	по опробованию	принятые
На 01.01.2025г	1	I, поднадвиг	I блок	32	-4380,6	-4380,6	-4380,6
	2	I, надвиг	II блок	27	-3746,8	-	-3746,8
	3	I-A, надвиг			-	-	-
	4	II, надвиг	II блок	14	-	-3946,04	-3946,04
	5	II, поднадвиг	I блок	34	-4457,9	-4457,9	-4457,9
	6	III, надвиг	II блок	27	-3928,3	-3928,3	-3928,3
	7	III, поднадвиг			-	-	-
	8	IV, надвиг	II блок	14	-4084,01	-4084,01	-4084,01
	9	IV, поднадвиг	I блок	40	-	-	-4702,1
	10	V, надвиг	II, III блоки	27	-	-	-4155,1
На 01.01.2026г	1	I, поднадвиг	I блок	32	-4380,6	-4380,6	-4380,6
	2	I, надвиг	II блок	27	-3746,8	-	-3746,8
	3	I-A, надвиг			-	-	-
	4	II, надвиг	II блок	14	-	-3946,04	-3946,04
	5	II, поднадвиг	I блок	34	-4457,9	-4457,9	-4457,9
	6	III, надвиг	II блок	27	-3928,3	-3928,3	-3928,3
	7	III, поднадвиг			-	-	-
	8	IV, надвиг	II блок	14	-4084,01	-4084,01	-4084,01
	9	IV, поднадвиг	I блок	40	-	-	-4702,1
	10	V, надвиг	II, III блоки	27	-	-	-4155,1

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Для определения характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов использованы результаты лабораторных исследований керна, данные промыслово-геофизических и гидродинамических исследований.

Анализ результатов исследования керна. Коллекторские свойства продуктивных горизонтов месторождения изучены по керновому материалу, отобранному из 10 поисковых (№№14, 15, 16, 27, 28, 32, 34, 36, 37, 39), 1 разведочной (№40), 1 эксплуатационной (№43), 1 добывающей (№46).

Всего по месторождению с отбором керна пройдено 2585,6 м, общий линейный вынос керна составил 1605,81 м или 62,11% от проходки. Всего проанализировано 1425 образцов из 11 скважин.

В *каменноугольных отложениях* проходка с отбором керна составляет 2099,8 м, вынос керна 1305,01 м или 62,15% от проходки. В пределах продуктивных каменноугольных отложений (стратиграфическая привязка СП) изучено 1335 образцов из 11 скважин. Проходка в каменноугольных горизонтах (I(н), I(п), I-A(н), I-A(п), II(н), II(п), III(н), III(п), IV(н), IV(п), V(н), V(п)) составила 1252,87 м, вынос керна 774,68 м, т.е. 61,83% от проходки. Количество образцов, приходящееся на продуктивные горизонты – 825 образцов. Количество кондиционных образцов (образцы с проницаемостью и пористостью выше граничных значений) – 186 единиц.

За пределами продуктивных отложений пермского возраста (P_{1k}, P_{1ar}, P_{1s}, P_{1a}) с отбором керна пройдено 485,8 м, при этом вынесено 300,8 м или 61,92%.

В настоящий отчет включены результаты исследований керна скважины №46, пробуренной в рамках АР-2025 год. На момент проведения указанных работ данные находились на стадии исследования.

Отбор керна в скважинах осуществлялся снарядом «Недра» и алюминиевым керноносителем. Интервал долбления керна варьирует от 1 до 13 м. Диапазон выноса керна при этом от 0,05 до 12,5 м.

Работы по изучению керна проведены в петрофизических лабораториях ГТИ АЭГИС треста «Казпромгеофизика», ОАО «АктюбНИГРИ» и АФ ТОО «КМГ Инжиниринг».

По образцам кернового материала изучены коллекторские свойства, которые включают следующие параметры: открытая и полная пористость, проницаемость, плотность объёмная и минералогическая, гранулометрический состав и карбонатность.

Литолого-физическая характеристика коллекторов продуктивных горизонтов.

Карбонатная толща изучена по керну, поднятому из скважин №№14, 15, 16, 27, 28, 32, 34, 37, 46. В литологическом отношении карбонатная толща сложена частым переслаиванием известняков и аргиллитов, реже встречаются прослой песчаника. Породами-коллекторами являются известняки серые, темно-серые, кристаллические, сильнокальцитизированные, с редкими, близкими к вертикали, тонкими (доли мм) трещинами. Тип-коллектора – трещинно-поровый.

Терригенная толща изучена по керну, поднятому из скважин №№14, 15, 16, 27, 32, 34, 37, 40, 43, 46. В литологическом отношении толща сложена частым переслаиванием песчаников и аргиллитов, реже – прослоями алевролита и известняка. Очень много разнообразных включений: обломки известняка, кальцита, сидерита, галечника, конгломерата, углей, пирита. Встречается также мусорная порода (хлидолит). Породами-коллекторами являются песчаники разнообразных структурных литотипов и в меньшем количестве – алевролиты. Это серые, со слегка буроватым оттенком породы, преимущественно массивные, с запахом углеводорода. Породы от крепких до слабосцементированных и рыхлых.

Результаты анализа геофизических исследований скважин. При составлении данного подраздела, привлечены результаты обработки ГИС по всему фонду скважин месторождения в количестве 14 единиц (в том числе скважин №46 пробуренная в 2024г), что позволяет охарактеризовать изменение ФЕС коллекторов, выявленных в карбонатно-терригенных отложениях нижнего карбона.

Виды и объемы ГИС. В надсолевой части разреза стандартный комплекс ГИС включал в себя методы КС, ПС, ДС, БК, ГК, НГК; в подсолевой продуктивной части разреза стандартный комплекс дополнен методами, БКЗ (5 зондами), ИК, МБК, АК, ГГКп, фотоэлектрический каротаж, ТМ.

В целом набор методов в разведочных скважинах идентичен комплексу в поисковых скважинах, отличием является замена аппаратуры НГК современными приборами ННКт, которые осуществляют регистрацию кажущейся нейтронной пористости (кривая NPRL). Также усовершенствована запись бокового каротажа, проведенная разноглубинными зондами (LLD, LLS). В новых скважинах комплекс расширен фотоэлектрическим методом.

Исследования ГИС в открытом стволе в новой скважине №46 проведена компанией «ГеоМунайРесурс» в два этапа 1) 30,09,2023г (0-3713м), 2) 11,08,2024г (3717,9-4165,2м).

Выполненный комплекс ГИС в скважине №46

Метод	Интервал		Прибор/модуль	Качество
ГК	3717.9	4165.2	ГК+ННК-Т	хорошее
СГК	3717.9	4165.2	СГК	хорошее
Кавернометрия	3717.9	4165.2	4СКП-К	хорошее
КС	3717.9	4165.2	2БК-Т	хорошее
БК	3717.9	4165.2	2БК-Т	хорошее

Метод	Интервал		Прибор/модуль	Качество
ВИКИЗ	3717.9	4165.2	ВИКИЗ	хорошее
Резистивиметрия	3717.9	4165.2	2БК-Т	хорошее
ПС	3717.9	4165.2	2БК-Т	хорошее
Термометрия	3717.9	4165.2	ТД-Т	хорошее
ГГК-п	3717.9	4165.2	2ГГК-п	хорошее
ННКт	3717.9	4165.2	ГК+ННК-Т	хорошее
АК	3717.9	4165.2	АВАК	хорошее
Инклинометрия	3717.9	4165.2	ИФМ	хорошее

В целом качество каротажа хорошее, исключение составляют лишь кривые МБК (при отсутствии каверн и размывов наблюдаются низкие показания метода) и ГГКп, чье качество заметно снижено из-за неблагоприятных условий проведения метода, связанных с добавлением барита в состав бурового раствора. Кривые ПС не информативны из-за литологических особенностей разреза.

Во всех скважинах для контроля пространственного положения ствола скважины выполнена инклинометрия. Отсчеты ведутся по точкам через 20-25 м.

В процессе бурения разведочных скважин проведены геолого-технологические исследования (ГТИ), в ходе которых изучен шлам, записан газовый каротаж. На выходе из скважины регистрируется общее содержание углеводородов (TG), также выполнен хроматографический анализ, который позволяет автоматически определять компонентный состав газа (C1, C2, C3, iC4, nC4, iC5, nC5).

В обсаженных частях ствола скважины для оценки качества цементирования колонн проводится метод АКЦ. В зависимости от компании, проводившей исследования, контроль качества цементирования осуществляется аппаратурой «Compact» («Weatherford») или «АК-2» («ГеоМунайРесурс»).

Помимо перечисленных методов на месторождении выполнен специальный вид исследования – электрическим микросканером (СМІ) фирмы «Weatherford». Так в скв. №40 с помощью прибора СМІ получена информация, позволившая уточнить тип емкостного пространства коллекторов, наличие и ориентированность трещин в породах, определить углы и направления падения напластований.

Для определения дебитной характеристики пластов-коллекторов и оценки герметичности колонны в скв. №41 (18.05.2019г) выполнен комплекс промыслово-геофизических исследований.

Таблица 2.2.1 – Дебит по интервалам PLT

Перфорация, м		Мощность, м	№	Работающие интервалы, м		Мощность, м	К охв, %	Скважинные условия без учета расширения	Дебит, м³/сут		Общий дебит, м³/сут	Дебит в % от общего		Общий приток по интерв,в % от дебита скв,	На поверхности	Дебит, м³/сут		Характер флюида
Кровля	Подошва			Кровля	Подошва				газа	нефти		газа	нефти			газа	нефти	
4006	4010	4	1	4007,4	4009	1,6	40		1,05	7,46	8,51	1,29	9,17	10,46		905,32	5,91	газ+нефть
4017	4024	7	2	4018,4	4020	1,6	44,3		1,42	26,19	27,61	1,75	32,20	33,95		2500,39	20,77	газ+нефть
				4022	4023,5	1,5			1,07	8,65	9,73	1,32	10,63	11,96		1006,28	6,86	газ+нефть
				4030	4031,8	1,8			0,52	6,85	7,37	0,64	8,42	9,06		698,13	5,43	газ+нефть
4030	4040	10	3	4036	4040	4,0	58		1,18	15,55	16,73	1,45	19,12	20,57		1583,37	12,32	газ+нефть
				4053	4063	10			4	4054,3	4056	1,7	17	-		11,37	11,37	-
4066	4082	16	5	Исследованиями охвачен не полностью т.к, доход прибора составил 4073,3 м														
		47				12,2	25,96		5,24	76,07	81,32	6,4	93,5	100,00		7594,01	60,30	

Запись проведена ТОО «ГеоМунайРесурс» прибор «ПИК-38» + механический расходомер, состоящими из датчиков ГК, ЛМ, термометрии, манометрии, резистивиметрии, влагометрии и индикатора притока; в качестве дополнительных подключаемых модулей использованы механический расходомер и плотномер.

Согласно исследованиям PLT, в изучаемой части ствола скважины заколонных перетоков не выявлено. Практически из всех интервалов перфорации наблюдается приток (таблица 2.2.1).

Несмотря на достаточно малую долю работающих интервалов по отношению ко всей перфорированной толщине, стоит отметить, что приточные интервалы по данным PLT практически полностью совпадают с выявленными коллекторами по комплексу ГИС, проведенному в открытом стволе скважины.

Интерпретация ГИС. Интерпретация геофизических исследований проводится при помощи программного обеспечения «Interactive Petrophysics». Обязательно осуществляется контроль качества полученных геофизических замеров.

При определении литологии разреза использованы соответствующие палетки (комплекс нейтронного-акустического каротажа), данные материалов керна и шлама.

Глинистость на месторождении оценена преимущественно по кривой ГК с применением двойного разностного параметра, по зависимости Ларионова В.В. В интервалах с повышенной и аномально высокой радиоактивностью привлечен метод сопротивления. Для расчета пористости использованы кривые НК и АК.

В *карбонатной части* разреза наряду с качественными признаками использованы количественные критерии разделения пластов на коллекторы и неколлекторы, установленные на керне по зависимости пористость-проницаемость, ими являются граничное значение по пористости, для карбонатных отложений: $K_{пгр}=5,2\%$, при граничном значении проницаемости – $0,1 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

В качестве нижнего предела пористости для *терригенной части* использовано значение $K_{пгр}=9,2\%$, определенное статистическим методом по данным анализов керна. При этом за границу "коллектор-не коллектор" по проницаемости принято значение $K_{пр} = 1 \text{ мД}$. Коэффициент водонасыщенности (K_v) по данным ГИС как для терригенных, так и для карбонатных продуктивных горизонтов определен по уравнению Арчи: $K_v = (a \cdot R_v / K_{pm} R_p)^{1/n}$: для терригенной части: $a=1$; $m=2,05$; $n=2$; для карбонатной части: $a=1$; $m=2$; $n=2$.

Материалы по имеющемуся комплексу ГИС позволяют выделить продуктивные пласты в разрезе и оценить их коллекторские свойства. Однако комплекс ГИС, проведенный на месторождении, необходимо дополнить записью спектрального гамма-

каротажа (кривые U, K, Th) с целью определения зон с аномальной радиоактивностью, не связанной с наличием глинистых компонентов в составе коллекторов. Также требуется проведение исследований многозондовой аппаратурой индукционного каротажа, которые позволяют выявить в разрезе интервалы с наличием радиального приращения показаний на кривых разноглубинных зондов (что является характерным признаком наличия коллектора).

Учитывая достаточно сложный литологический состав пород разреза и наличие неоднозначностей на диаграммах ГИС, необходимо дальнейшее проведение ГТИ, которое позволяет с большей достоверностью провести литологическое расчленение разреза и определить характер насыщения пластов.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ. Характеристика толщин пластов продуктивных горизонтов представлена в таблице 2.2.2, статистические показатели характеристик неоднородности пластов представлены в таблице.2.2.3.

Таблица 2.2.2 - Характеристика толщин продуктивных пластов

Толщина, м	Общая пласта			Нефтенасыщенная			Общая эффективная коллектора		
Наименование	Средняя, м	Коэфф. вариации	Интервал изменения, м	Средняя, м	Коэфф. вариации	Интервал изменения, м	Средняя, м	Коэфф. вариации	Интервал изменения, м
I надвиг	72,5	0,573	17,4-131,0	12,8	0,58	6,4-26,7	12,8	0,58	6,4-26,7
I поднадвиг	70,65	0,796	14,4-126,9	18,2	0,45	10-26,4	18,2	0,45	10-26,4
IA надвиг	18,4	0,424	10-28,8	3,7	0,48	1,6-6	3,7	0,48	1,6-6
IA поднадвиг	-	-	-	-	-	-	-	-	-
II надвиг	18,3	0,675	2,4-41,4	9,4	0,39	2-12,7	9,4	0,39	2-12,7
II поднадвиг	10	-	10	8,2	-	8,2	8,2	-	8,2
III надвиг	20,8	0,942	6,4-54,5	7,9	0,39	3,2-11,4	7,9	0,39	3,2-11,4
III поднадвиг	48,6	-	48,6	11,4	-	11,4	11,4	-	11,4
IV надвиг	52,1	0,469	20-90,6	19,3	0,51	10,2-39,7	19,3	0,51	10,2-39,7
IV поднадвиг	68,6	0,534	32-105,2	13,45	0,12	11,8-15,1	13,45	0,12	11,8-15,1
V надвиг	9,8	0,557	2,4-15,4	3,8	0,67	1,8-7,4	3,8	0,67	1,8-7,4

Таблица 2.2.3 – Статистические показатели характеристик неоднородности продуктивных пластов

Горизонт	Кол-во	Коэффициент песчанистости, д.ед.				Коэффициент расчлененности			
	скв	среднее	интервал		коэффициент	среднее	интервал		коэффициент
		значение	изменения		вариации	значение	изменения		вариации
I (надвиг)	6	0,09	0,05	0,18	0,515	8,7	3	17	0,65
I (поднадвиг)	2	0,14	0,09	0,18	0,33	10,5	4	17	0,62
I A (надвиг)	3	0,10	0,06	0,13	0,3	3	2	4	0,27
I A (поднадвиг)					замещен				
II (надвиг)	6	0,23	0,05	0,29	0,36	5,7	2	10	0,46
II (поднадвиг)	1	0,2	0,2	0,20	-	3	3	3	-
III (надвиг)	4	0,14	0,06	0,20	0,34	6,5	3	15	0,76
III (поднадвиг)	1	0,22	0,22	0,22	-	5	5	5	-
IV (надвиг)	6	0,12	0,12	0,13	0,04	12,4	4	31	0,77
IV (поднадвиг)	2	0,12	0,11	0,13	0,08	9,5	9	10	0,05
V (надвиг)	3	0,04	0,02	0,07	0,60	2,67	2	3	0,18
V (поднадвиг)					замещен				

Усредненные значения и интервалы изменения коллекторских свойств продуктивных отложений и их нефте-газонасыщенности по продуктивным горизонтам по результатам лабораторного исследования керна, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований приведены в таблице 2.2.4.

Таблица 2.2.4 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
1	2	6	7	8
I (надвиговая зона)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	3	-
	Количество определений	1	19	-
	Среднее значение	0,12	0,094	-
	Интервал изменения	-	0,053-0,190	-
	Коэффициент вариации	0	0,376	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	6	6	6
	Количество определений	52	52	47
	Среднее значение	0,3	0,07	0,60
	Интервал изменения	0,05-2	0,05-0,13	0,42-0,79
	Коэффициент вариации	1,03	0,31	0,17
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
I (поднадвиговая зона)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	2	2	2
	Количество определений	21	21	21
	Среднее значение	3,4	0,10	0,54
	Интервал изменения	0,1-24	0,05-0,18	0,54-0,67
	Коэффициент вариации	1,8	0,44	0,13
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	-	-
	Количество определений	3	-	-
	Среднее значение	10,26	-	-
	Интервал изменения	5,59-17,48	-	-
	Коэффициент вариации	0,438	-	-
I-A (надвиговая зона)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	4	-
	Количество определений	-	4	-
	Среднее значение	-	0,988	-
	Интервал изменения	-	0,739-0,127	-
	Коэффициент вариации	-	0,180	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	3	3	3
	Количество определений	9	9	5
	Среднее значение	1,1	0,11	0,426
	Интервал изменения	0,4-3,2	0,09-0,14	0,40-0,48
	Коэффициент вариации	0,86	0,13	0,06
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
1	2	6	7	8
	Коэффициент вариации	-	-	-
II (надвиговая зона)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	3	3	-
	Количество определений	47	51	-
	Среднее значение	184,8	0,175	-
	Интервал изменения	1,23-992,2	0,097-0,254	-
	Коэффициент вариации	1,191	0,255	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	6	6	6
	Количество определений	34	34	34
	Среднее значение	22,2	0,16	0,61
	Интервал изменения	0,7-79,4	0,11-0,21	0,40-0,79
	Коэффициент вариации	1,42	0,16	0,18
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	2	-	-
	Количество определений	7	-	-
	Среднее значение	37,7	-	-
	Интервал изменения	1,43-72,75	-	-
	Коэффициент вариации	0,674	-	-
II (поднадвиговая зона)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	5	5	-
	Количество определений	5	5	-
	Среднее значение	7,218	0,142	-
	Интервал изменения	1,7-11,1	0,118-0,166	-
	Коэффициент вариации	0,671	0,143	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	1	1	1
	Количество определений	3	3	3
	Среднее значение	1,2	0,12	0,58
	Интервал изменения	0,6-2,5	0,11-0,14	0,49-0,75
	Коэффициент вариации	0,77	0,12	0,21
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	-	-
	Количество определений	2	-	-
	Среднее значение	1,42	-	-
	Интервал изменения	1,28-1,57	-	-
	Коэффициент вариации	0,105	-	-
III (надвиговая зона)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	3	-
	Количество определений	16	23	-
	Среднее значение	24,8	0,162	-
	Интервал изменения	1,36-74,3	0,092-0,232	-
	Коэффициент вариации	1,01	0,271	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	4	4	4
	Количество определений	26	26	23
	Среднее значение	15,35	0,13	0,54
	Интервал изменения	0,5-47,9	0,10-0,20	0,43-0,65
	Коэффициент вариации	1,6	0,26	0,16
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
III (поднадвиговая зона)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Геофизические	Количество скважин	1	1	1

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
1	2	6	7	8
исследования скважин	Количество определений	5	5	5
	Среднее значение	2,32	0,12	0,47
	Интервал изменения	0,5-7,6	0,10-0,16	0,42-0,52
	Коэффициент вариации	1,13	0,17	0,08
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
IV (надвиговая зона)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	2	-
	Количество определений	27	30	-
	Среднее значение	22,01	0,175	-
	Интервал изменения	1,35-85	0,096-0,218	-
	Коэффициент вариации	1,05	0,14	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	6	6	6
	Количество определений	81	81	76
	Среднее значение	1,3	0,14	0,60
	Интервал изменения	0,3-30,2	0,09-0,21	0,40-0,77
	Коэффициент вариации	9,9	0,21	0,13
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	-	-
	Количество определений	1	-	-
	Среднее значение	0,171	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	0	-	-
IV (поднадвиговая зона)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	2	2	2
	Количество определений	19	19	18
	Среднее значение	0,55	0,10	0,55
	Интервал изменения	0,3-1	0,09-0,12	0,40-0,68
	Коэффициент вариации	-	0,08	0,13
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
V (надвиговая зона)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	1	-
	Количество определений	-	54	-
	Среднее значение	-	0,137	-
	Интервал изменения	-	0,092-0,249	-
	Коэффициент вариации	-	0,284	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	3	3	3
	Количество определений	8	8	7
	Среднее значение	1,5	0,11	0,51
	Интервал изменения	0,3-4,2	0,09-0,15	0,40-0,59
	Коэффициент вариации	1,11	0,18	0,11
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-

Метод определения	Наименование	Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
1	2	6	7	8
	Коэффициент вариации	-	-	-

Ниже приводятся литологические и емкостные фильтрационные характеристики продуктивных горизонтов.

Горизонт I. Литологически коллектор представлен известняками серыми, с прослоями аргиллитов и доломитов, реже встречаются прослой песчаника.

Надвиговая зона. По лабораторным исследованиям керна проведенных в 3 скважинах по 19 определениям, пористость меняется от 0,053 до 0,190 доли ед., среднее значение составляет 0,094 доли ед., коэффициент вариации равен 0,376. Коэффициент проницаемости в среднем составляя $0,12 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

По данным ГИС значения пористости и нефтенасыщенности составляют 0,07 и 0,60 доли ед., соответственно.

Проницаемость по ГДИС не определена.

Поднадвиговая зона. Керн в данном горизонте не отобран.

По данным ГИС значения пористости изменяются от 0,05 до 0,180 доли ед., среднее значение по горизонту 0,10 доли ед.; коэффициент вариации равен 0,44. Нефтенасыщенность колеблется от 0,54 до 0,67 доли ед., среднее значение составляет 0,54 доли ед., коэффициент вариации равен 0,13.

По данным гидродинамических исследований скважин проницаемость изменяется от 5,59 до $17,48 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя 10,26. Коэффициент вариации равен 0,438.

Горизонт I-A. Горизонт литологически представлен песчаниками серыми, крупнозернистыми, аргиллитами темно-серыми, известковистыми, реже известняками.

Надвиговая зона. Горизонт характеризуется 4 анализами по скважинам №15, 16, 28, 37 со средней пористостью 0,988 доли ед., меняющейся в диапазоне $0,739 \div 0,127$ доли ед., коэффициент вариации равен 0,180. Проницаемость не определена.

По геофизическим исследованиям значения пористости изменяются в пределах от 0,09 до 0,14 доли ед., среднее значение по горизонту равно 0,11 доли ед.; коэффициент вариации равен 0,13. Нефтенасыщенность изменяется от 0,40 до 0,48 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,426 доли ед., коэффициент вариации равен 0,06.

Проницаемость по ГДИС не определена.

Горизонт II. В литологическом отношении горизонт представлен песчаниками серыми, средне-, мелкозернистыми, разномзернистыми, алевролитистыми, пелитистыми, иногда с примесью гравия, аргиллитами темно-серыми.

Надвиговая зона. Диапазон изменения пористости по 51 определениям керна

скважин №27, 37, 43 составляет 0,097-0,254 доли ед., средняя пористость по горизонту 0,175 доли ед., коэффициент вариации 0,255. Проницаемость по 47 определениям меняется в пределах от 1,23 до 992,2 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, средняя проницаемость составляет 184,8 мД, коэффициент вариации 1,191.

По геофизическим исследованиям значения пористости изменяются от 0,11 до 0,21 доли ед., в среднем составляя 0,16 доли ед.; коэффициент вариации равен 0,16. Среднее значение нефтенасыщенности составляет 0,61 доли ед., меняется в пределах 0,40-0,79 доли ед., коэффициент вариации равен 0,18.

По данным гидродинамических исследований проницаемость изменяется от 1,43 до 72,75 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя 37,7 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Коэффициент вариации равен 0,674.

Поднадвиговая зона. По лабораторным исследованиям керна проведенных в 5 скважинах по 5 определениям, пористость меняется от 0,142 до 0,166 доли ед., среднее значение составляет 0,143 доли ед. Коэффициент проницаемости меняется в диапазоне 1,7÷11,1 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя 7,218 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, коэффициент вариации равен 0,671.

По данным ГИС значения пористости изменяются от 0,11 до 0,14 доли ед., среднее значение равно 0,12 доли ед.; коэффициент вариации равен 0,12. Нефтенасыщенность изменяется от 0,49 до 0,75 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,58 доли ед., коэффициент вариации равен 0,21.

По данным гидродинамических исследований проницаемость изменяется от 1,28 до 1,57 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя 1,42 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Коэффициент вариации равен 0,105.

Горизонт III. Литологически горизонт представлен песчаниками серыми, мелкозернистыми, полимиктовыми, аргиллитами песчанистыми; переслаиванием песчаников с аргиллитами, реже известняком.

Надвиговая зона. Коллекторские свойства изучены по 23 образцам керна, отобранного из скважин №№27, 37, 46. Диапазон изменения пористости составляет 0,092-0,232 доли ед., средняя пористость по горизонту – 0,162 доли ед., коэффициент вариации – 0,271. Проницаемость по 16 определениям меняется в пределах от 1,36 до 74,3 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, средняя проницаемость составляет 24,8 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, коэффициент вариации 1,01.

По данным ГИС значения пористости изменяются от 0,10 до 0,20 доли ед., среднее значение по горизонту 0,13 доли ед.; коэффициент вариации равен 0,26. Среднее значение нефтенасыщенности равно 0,54 доли ед., меняется от 0,43 до 0,65 доли ед. коэффициент вариации равен 0,16.

Проницаемость по ГДИС не определена.

Поднадвиговая зона. Керна в данном горизонте не анализируются.

По данным ГИС значения пористости меняется в пределах 0,10-0,16 доли ед., среднее значение составляет 0,12 доли ед.; коэффициент вариации равен 0,17. Нефтенасыщенность изменяется от 0,42 до 0,52 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,47 доли ед., коэффициент вариации равен 0,08.

Проницаемость по ГДИС не определена.

Горизонт IV. В литологическом отношении горизонт представлен песчаниками серыми, мелкозернистыми, алевроитистыми, пелитистыми; переслаиванием алевролита серого с аргиллитом темно-серым; редко переслаиванием аргиллитов с конгломератами.

Надвиговая зона. По 30 образцам керна скважины №27, 46 значение пористости меняется в диапазоне 0,096-0,218 доли ед., средняя пористость по горизонту – 0,175 доли ед., коэффициент вариации – 0,14. Проницаемость в среднем составляет $22,01 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, изменяясь от 1,35 до $85 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

По данным ГИС значения пористости изменяются от 0,09 до 0,21 доли ед., среднее значение по горизонту 0,14 доли ед.; коэффициент вариации равен 0,21. Нефтенасыщенность изменяется от 0,40 до 0,77 доли ед., среднее значение составляет 0,60 доли ед., коэффициент вариации равен 0,13.

По данным гидродинамических исследований проницаемость составляет $0,171 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Поднадвиговая зона. Кондиционные анализы керна по данному горизонту отсутствуют.

По данным ГИС значения пористости варьирует от 0,09 до 0,12 доли ед., среднее значение по горизонту – 0,10 доли ед.; коэффициент вариации равен 0,08. Нефтенасыщенность изменяется в пределах от 0,40 до 0,68 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,55 доли ед., коэффициент вариации равен 0,13.

Проницаемость по ГДИС не определена.

Горизонт V. Горизонт литологически сложен песчаниками серыми, мелкозернистыми, полимиктовыми, массивными, аргиллитом черным, плотным, редко конгломератом.

Надвиговая зона. Горизонт охарактеризован 54 кондиционными образцами по скважине №16. Породы-коллекторы по результатам лабораторных анализов керна характеризуются открытой пористостью, изменяющейся от 0,092 до 0,249 доли ед., и равной в среднем 0,137 доли ед. Проницаемость не определена.

По данным ГИС значения пористости изменяются от 0,09 до 0,15 доли ед., среднее значение по горизонту – 0,11 доли ед.; коэффициент вариации равен 0,18. Нефтенасыщенность меняется в пределах от 0,40 до 0,59 доли ед., среднее значение по

горизонту составляет 0,51 доли ед., коэффициент вариации равен 0,11.

Проницаемость по ГДИС не определена.

В таблице 2.2.2 приведены статистические ряды распределения проницаемости.

Таблица 2.2.2 – Статистические ряды распределения проницаемости пласта (горизонта)

По данным ГИС						По данным лабораторного изучения керна					
Интервалы изменения	Число случаев					Интервалы изменения	Число случаев				
	I(н)	II(н)	III(п)	IV(н)	V(н)		I(н)	II(н)	III(п)	IV(н)	V(н)
0,1-1	41	2	2	7	32	0,1-1	1	-	-	-	-
1-10	10	21	1	9	32	1-10	-	6	3	8	12
10-100	1	11		10	17	10-100	-	13	2	8	15
100-200	-	-	-	-	-	100-200	-	18	-	-	-
200-300	-	-	-	-	-	200-300	-	2	-	-	-
300-400	-	-	-	-	-	300-400	-	1	-	-	-
400-500	-	-	-	-	-	400-500	-	2	-	-	-
500-600	-	-	-	-	-	500-600	-	2	-	-	-
600-700	-	-	-	-	-	600-700	-	-	-	-	-
700-800	-	-	-	-	-	700-800	-	1	-	-	-
800-900	-	-	-	-	-	800-900	-	1	-	-	-
900-1000	-	-	-	-	-	900-1000	-	1	-	-	-

Таким образом, несмотря на то, что пористость по ГИС и керну примерно одного порядка для гидродинамических расчетов принимается K_p по ГИС, так как данные по ГИС позволяют более достоверно судить о пористости коллекторов, так как количество определений и количество скважин, охваченных исследованием по ГИС намного больше, чем по керну.

Проницаемость по керну и ГДИС определена не по всем горизонтам. Для характеристики проницаемости продуктивного разреза более достоверное представление даёт проницаемость, определённая по гидродинамическим исследованиям. Она характеризует проницаемость всего перфорированного интервала, а не отдельных его частей, как по анализам керна.

2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

На момент составления 01.01.2026 за рассматриваемый период с АР-2025 г. по месторождению отбор проб не проводились

Отбор и исследования проб проведены специалистами лаборатории ТОО «КМГ Инжиниринг». Лабораторные исследования пластовой нефти проводились в лаборатории исследования пластовых флюидов на установке «FLUID-EVAL» (Франция), в соответствии с существующим МВИ 2 №02-2017 «Методика выполнения измерений. Методы исследования пластовых флюидов и сепарированной нефти». Отобранные глубинные пробы нефти были доставлены в лабораторию исследования пластовых флюидов филиала

ТОО «КМГ Инжиниринг». Компонентный состав выделившегося газа определен на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл – 5000» (ГОСТ 31371.3-2008). Настоящий стандарт устанавливает метод определения компонентного состава нефтяного газа, содержащего углеводороды, а также неуглеводородные компоненты. Компонентный состав разгазированной нефти определен на газожидкостном хроматографе «Хроматэк-Кристалл – 5000», согласно стандарту «ASTM D2887-2008».

Продуктивные горизонты I, I-A, III и V остаются слабоизученными из-за отсутствия PVT-исследований нефти. При этом по горизонту I данные ограничены, а горизонты I-A, III и V пока не охарактеризованы фактическими данными.

Изученность флюидальной системы месторождения, а также замеренные параметры по всем пробам нефти по годам представлена в табличных приложениях 2.3.1. – 2.3.3.

2.3.1 Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях изучены по анализам 20 глубинных и 4 рекомбинированных проб нефти из скважин №№27, 34, 37, 40, 41 характеризующих I, II блоки горизонтов I, II, IV.

Полученные параметры пластовой нефти по новым пробам были сопоставлены с данными ранее отобранных проб, а также проверены по критериям отбраковки. Отбраковка некорректных лабораторных замеров проводилась по следующим принципам:

- по аномальному не физическому отклонению от основного направления взаимосвязи параметров пластовой нефти. (рис. 2.3.1 – 2.3.4).

Диапазоны изменения и средние значения параметров пластовой нефти по горизонтам представлены в таблице 2.3.1.

Исследования в пластовых условиях			
горизонт	Вид пробы	количество проб	№ скважин(ы)
Поднадвиговая зона			
I	Глуб.	3	40;
II	Глуб.	3	34;
	Ркб.	2	34;
Надвиговая зона			
II	Глуб.	8	27, 37;
	Ркб.	2	41;
IV	Глуб.	6	41, 46;
Всего:		24	6

Поднадвиговая зона

Горизонт I (I блок)

Свойства пластовой нефти I горизонта исследованы по 3 пробам из скважины №40 (инт.4348-4508м). По результатам исследования, давления насыщения пластовой нефти в среднем принимается на уровне 10,7 МПа. Величина плотности пластовой нефти в среднем составляя 779,9 кг/м³. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти

в среднем составляя $84,5 \text{ м}^3/\text{т}$. Динамическая вязкость пластовой нефти в среднем составляет $0,6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Величина объемного коэффициента – $1,207$.

Горизонт II (I блок)

Флюидальная система горизонта исследована по 3 глубинным и 2 рекомбинированным пробам из одной скважины №34. Из числа отобранных проб по горизонту к числу некондиционных можно отнести две параллельные пробы из скважины №34 (дата отбора 25.10.13). В частности, по пробам замерены аномальные значения газосодержания и связанное с ним давление насыщения. По остальным параметрам в данных пробах также наблюдаются аномальные отклонения параметров. Причина этому, скорее всего является термобарические пластовые условия во время отбора проб, так как наблюдается сильное падение пластового давления. При заборе пробоотборники отобрали двухфазную смесь с лишним газом, что повлияло на замер по результатам исследования высокого давления насыщения $44,8 \text{ МПа}$. По графикам зависимости параметров (рис.2.3.1-2.3.4) замеренные параметры по данным пробам сильно отклоняются от основного массива данных. На основе вышесказанного, данные пробы отбраковываются. По остальным принятым пробам из скважины №34 давление насыщения в среднем принимается на уровне $13,3 \text{ МПа}$, при температуре исследования $76,6^\circ\text{C}$. Плотность нефти в пластовых условиях в среднем равна $733,8 \text{ кг/м}^3$. Газосодержание при однократном разгазировании равняется $134,0 \text{ м}^3/\text{т}$. Динамическая вязкость пластовой нефти изменяется от $1,17$ до $1,56 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и в среднем – $1,3 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Объемный коэффициент равен $1,272$.

Надвинутая зона

Горизонт II (II блок)

Свойства пластовой нефти II-горизонта в пределах II блока изучены по 8 глубинным и 2 рекомбинированным пробам (скв. №№27, №37, №41), из которых основная масса проб отобрана из скважины №37.

Отобранные в 2007г глубинные пробы из скв. №37 (инт.3954-3980м) не учтены при усреднении флюидальных параметров и принимаются как некондиционные, поскольку полученные значения пластового давления находятся на уровне $35,1 \text{ МПа}$, что резко отличается от начальных значений ($70,6 \text{ МПа}$) это свидетельствует о том, что пробы отобраны при текущих термобарических условиях и описывают текущее состояние.

По результатам сравнения анализов первоначальных глубинных проб нефти из скважины №37 с последними анализами проб, отобранных в 2012г, наблюдается резкое снижение пластового давления с первоначальных $70,6 \text{ МПа}$ до $20,9 \text{ МПа}$, так же среднее значение давления насыщения нефти газом ($\sim 20,5 \text{ МПа}$) в пробах, отобранных 2012г, приблизилось к пластовому давлению ($20,9 \text{ МПа}$). При этом газосодержание увеличивается

с 188,2 м³/т до 288,0 м³/т.

Причина получения столь высоких значений газосодержания в последних пробах в том, что глубинные пробы нефти были отобраны, когда пластовая нефть находилась в двухфазном состоянии. Это подтверждается при исследовании 3-х параллельных глубинных проб нефти в лаборатории АО «НИПИнефтегаз» с предельной насыщенностью нефти газом. В этом случае сотрудникам лаборатории пришлось стравить избыток объема газа для приведения пластовой нефти в однофазное состояние в ячейке PVT.

Исходя из вышеизложенного, результаты исследования глубинных проб пластовой нефти, отобранных из скважины №37 (19.09.2012г) с высоким газосодержанием, приняты как некондиционные значения. Также настораживают значения по пластовым давлениям на уровне 20,9 МПа.

По принятым пробам плотность нефти в пластовых условиях в среднем составляет 732,4 кг/м³, при пластовой температуре в среднем 78,73°С. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти в среднем составляет 154.67 м³/т. Давление насыщения нефти газом принимается на уровне 13.54 МПа. Объемный коэффициент равен 1,311. Динамическая вязкость нефти в среднем составляет 0,97 мПа*с.

В дальнейшем, для уточнения изменений свойств пластовых флюидов по скважине №37 (инт. 3954-3980м) в процессе разработки необходимо отбирать и исследовать дополнительные глубинные пробы (при возможности) или же предусмотреть отбор рекомбинированных проб согласно требованиям по контролю за процессом разработки провести комплексный лабораторный анализ.

Горизонт IV

Обоснование параметров Горизонта IV. Данный горизонт ранее приводился по аналогии выше лежащего горизонта, т.к. исследований на то время было по 1 пробе из скв. №41, ранее отобранная проба отличалась завышенными параметрами и являлась единственной пробой для горизонта Т-4, исходя из этого было принято решение не учитывать параметры пробы до тех пор, пока не будут отобраны дополнительные пробы из близ лежащих скв или повторно отобраны из данной скв. для уточнения параметров.

Пластовая нефть исследована 6 глубинными пробами из скв. №41 и 46. По результатам исследования по пробам замерены подтвердили ранее замеренные параметры пластовой нефти по скв. №41 2013 года

Температура исследования на уровне 80,2 °С. Давление исследования – 62,9 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет в среднем 308,1 м³/т. Давление насыщения пластовой нефти в среднем на уровне 23,6 МПа. Плотность

нефти в пластовых условиях принята на уровне – $670,6 \text{ кг/м}^3$. Динамическая вязкость пластовой нефти – $0,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Объемный коэффициент в среднем составляет 1,688.

В дальнейшем для уточнения изменения состава и свойств пластового флюида необходимо отбирать и исследовать дополнительные глубинные пробы нефти из горизонтов I, II, I-A, III и V, согласно требованиям по контролю за процессом разработки, предусмотреть комплексный лабораторный анализ.

Перед отбором глубинных проб необходимо подготовить скважины согласно инструкции отбора проб и отобрать не менее двух параллельных образцов пластового флюида.

- отбор проб следует проводить при установившемся режиме скважин;
- рекомендуется отбор глубинных проб по новым скважинам, или по скважинам с пластовым давлением выше давления насыщения, а также обводненности;
- по проектным скважинам, где ожидаются более благоприятные условия для получения качественной пробы;
- рекомендуется производить отбор проб, с тех интервалов и глубин, которые характеризуют именно данный горизонт, нуждающийся в дополнительных исследованиях.

Таблица 2.3.1. – Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Зона		Поднадвиговая зона										Надвинутая зона									
Горизонт		I горизонт (I блок)					II горизонт (I блок)					II горизонт (II блок)					IV (II блок)				
№/№		Кол-во		Диапазон		Ср. значение	Кол-во		Диапазон		Ср. значение	Кол-во		Диапазон		Ср. значение	Кол-во		Диапазон		Ср. значение
		скв	проб	изменения			скв	проб	изменения			скв	проб	изменения			скв	проб	изменения		
Температура исследования проб	°С	1	3	87	89.2	87.7	1	2	76.8	100	76.6	4	4	76.8	81	78.7	2	5	78	83.1	80.2
Давление насыщения МПа	МПа	1	3	9.7	11.9	10.7	1	2	13.04	14.5	13.3	4	4	10	11.9	11.1	2	5	22.2	24.2	23.6
Газосодержание. мЗ/т	м³/т	1	3	66.3	111	84.5	1	2	137.5	138	134.0	4	4	132.1	208	158.2	2	5	271	367	308.1
Объемный коэффициент		1	3	1.16	1.27	1.207	1	2	1.256	1.29	1.272	4	4	1.25	1.47	1.311	2	5	1.649	1.802	1.688
Плотность. кг/мЗ	кг/м³	1	3	753	802	779.9	1	2	735.4	739	733.8	4	4	710.7	757	732.4	2	5	652	686	670.6
Вязкость. мПа*с	мПа*с	1	3	0.1	0.8	0.6	1	2	1.17	1.56	1.3	4	4	0.7	1.1	0.97	2	5	0.5	0.6	0.5

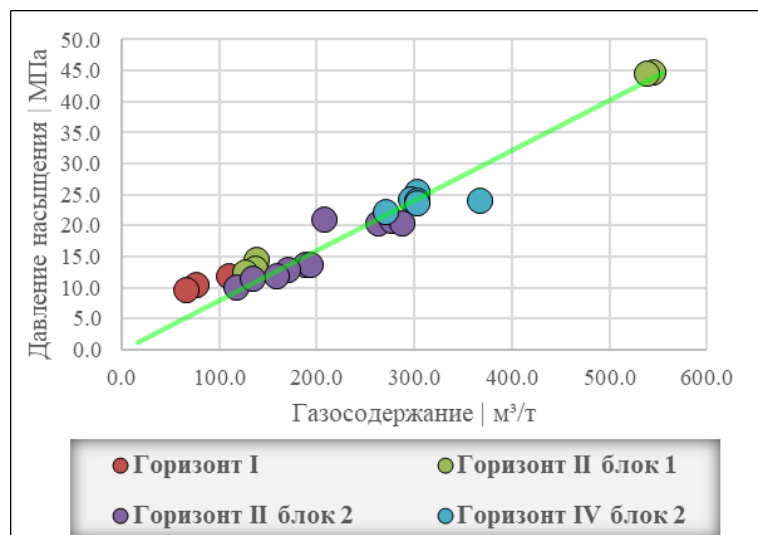


Рис. 2.3.1 Зависимость давления насыщения от газосодержания

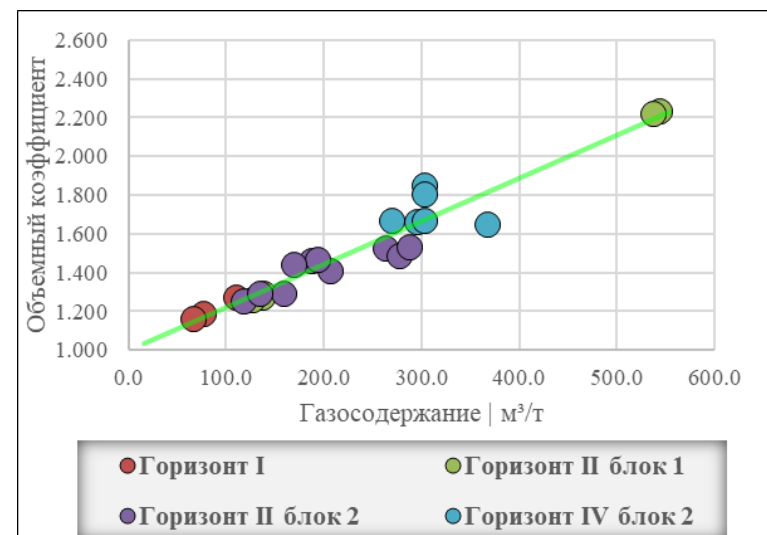


Рис. 2.3.2 Зависимость объемного коэффициента от газосодержания

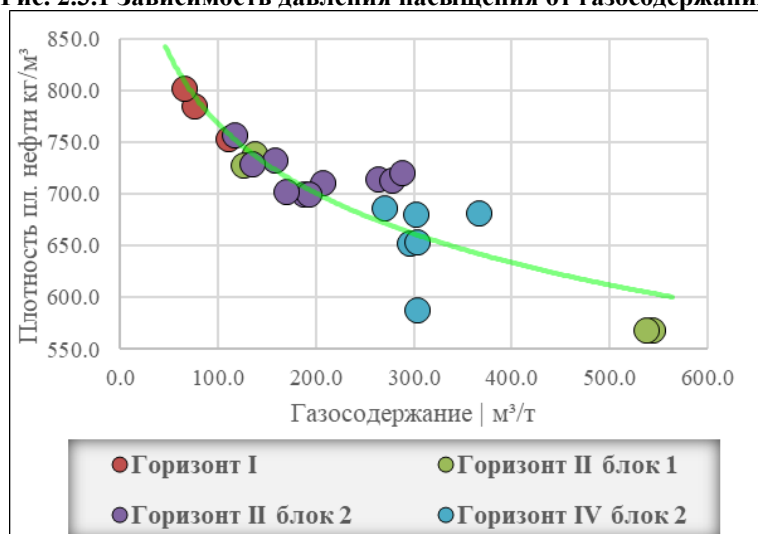


Рис. 2.3.3 Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания

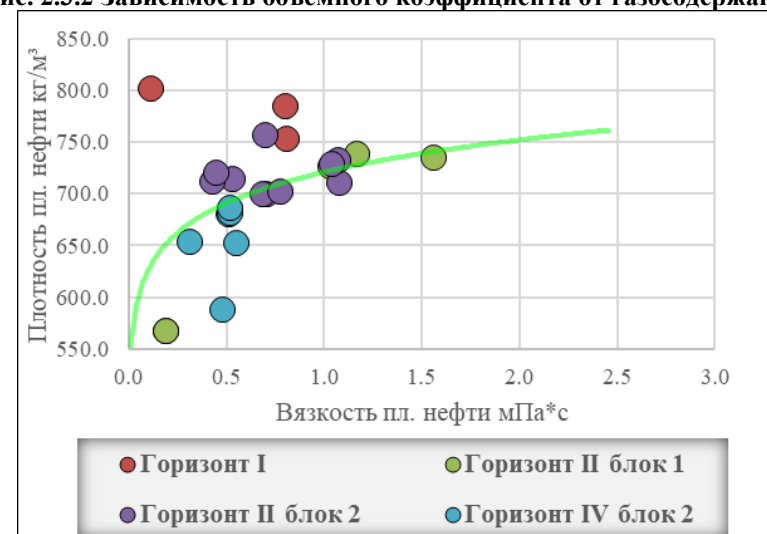


Рис. 2.3.4 Зависимость вязкости от плотности пластовой нефти

2.3.2 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

В рамках настоящего проекта свойства поверхностной нефти представлены результатами исследования 52 проб из горизонтов:

Исследование в поверхностных условиях		
горизонт	количество проб	№ скважины
Поднадвиговая зона		
I	4	32, 40;
II	7	32, 34;
Надвиговая зона		
I	6	14, 15, 36;
I-A	2	14;
I-A	1	16;
II	19	16, 27, 37, 41;
IV	11	14, 27, 41, 46;
V	2	16
Всего:	52	11

Диапазоны изменения и средние значения параметров дегазированной нефти по горизонтам представлены в таблице 2.3.2.

В процессе лабораторных исследований, согласно СТ ТОО 7522-1915-39-01-2011 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов», в поверхностных условиях определены основные параметры нефти: плотность, кинематическая вязкость при различных температурах, содержание парафина, серы, смол-силикагелевых, асфальтенов и фракционный состав, температуры вспышки и застывания, и т.д.

Поднадвиговая зона

I-горизонт (I блок)

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти горизонта исследованы по 4 пробам из скважин №№32, 40. Нефть горизонта является легкой, малопарафинистой, малосмолистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях меняется от 835,0 до 851 кг/м³, в среднем составляет 840,5 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 11,7 мм²/с и при 50°C – 4,9 мм²/с. Содержание смол, асфальтенов, парафина и серы в нефти составляет 9,7; 1,1; 0,7 и 0,3 масс%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 42,6%.

II-горизонт (I блок)

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам анализа 7 проб нефти из скважин №№32 и 34. По кондиционным пробам нефть II блока является легкой, малопарафинистой, смолистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 836,0 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 10,1 мм²/с и при 50°C – 4,3 мм²/с. Содержание смол,

парафина и серы в нефти составляет 7,2, 0,9 и 0,1 масс% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 43,5%.

Надвинутая зона

I горизонт (III, IV блок)

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам анализа 5 проб. Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 859,0 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 19,2 мм²/с и при 50°C – 7,3 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти составляет 3,9; 1,5 и 0,5 масс%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 46,4%.

I-A горизонт (II блок)

Свойства поверхностной нефти горизонта исследованы по 2 пробам из скважины №14. По результатам исследования плотность в среднем составляет 834,0 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 9,9 мм²/с и при 50°C – 4,1 мм²/с. Содержание смол составляет 6,0 масс%. Концентрация серы и парафина равняется 0,3 и 1,4 масс% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 52,2%.

I-A горизонт (III блок)

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по 1 пробе из скважины №16. Плотность нефти в поверхностных условиях составляет 869,0 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 14,6 мм²/с и при 50°C – 8,3 мм²/с. Содержание смол силикагелевых составляет 6,3 масс%. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 31,2%.

II-горизонт (II блок)

Основная масса проб отобрана из горизонта-II (II блока) в количестве 19 проб из 4 скважин №№16, 27, 37, 41. Нефть II блока является легкой, парафинистой, малосмолистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 833,0 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 9,5 мм²/с и при 50°C – 4,4 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти составляет 7,1; 0,6 и 0,2 масс% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 46,9%.

IV-горизонт (II блок)

Физико-химические свойства IV горизонта определены по результатам анализа 12 проб нефти. Нефть II блока является легкой, малосмолистой, малопарафинистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 828 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем равна 7,2 мм²/с и при

50°C – 3,5 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти составляет 4,5; 1,3 и 0,1% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, составляет 52,9%.

V-горизонт (III блок)

Физико-химические свойства нефти V горизонта изучены по результатам анализа 2 проб нефти из III блока. Нефть является легкой, парафинистой, малосмолистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях составляет 839,0 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем равна 8,5 мм²/с и при 50°C – 4,9 мм²/с. Содержание смол и серы в нефти составляет 3,8 и 0,5 масс% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, составляет 53,2%.

В целом, анализ показал, что значения плотности сепарированной нефти и других основных параметров по пробам, отобранных в процессе эксплуатации, находятся в пределах диапазона вариаций по начальным пробам, не проявляя определенных тенденций к изменению.

В дальнейшем следует предусмотреть отбор и исследование поверхностных проб для прослеживания изменения свойств флюида в поверхностных условиях. Предусмотреть полный комплекс исследований дегазированной нефти, в частности обратить особое внимание на точное определение содержания всех компонентов: серы, смол, парафинов и асфальтенов.

Таблица 2.3.2. – Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

Зона			Поднадвиговая зона										Надвинутая зона									
горизонт			I горизонт (I блок)						II горизонт (I блок)				I горизонт (III-IV блок)				I-A горизонт (II блок)					
№/№			Кол-во исс-ных		Диапазон изменения			Среднее значение	Кол-во исс-ных		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исс-ных		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исс-ных		Диапазон изменения	Среднее значение		
			скв	проб					скв	проб			скв	проб			скв	проб				
Плотность нефти. кг/м3			2	4	835	851	840.5	1	4	830	841	835	3	6	845	874	859.0	1	2			834.0
Кинематическая вязкость	при 20°С		2	4	10.8	12.6	11.7	1	4	7.2	12.5	9.6	3	6	12.5	31.8	18.2	1	2	8.2	11.5	9.9
	при 50°С		2	4	4.4	5.3	4.9	1	4	3.4	6	4.3	3	6	5	9.7	7.1	1	2	3.6	4.7	4.1
Температура застывания. оС			2	3	-39	-5	-14	1	4	-20	-7	-18.3	3	6	-20	-5	-10.7	1	2			-20
Температура плавления парафина. °С			1	1	-	-	57	3	3	55.2	56.4	55.9	-	-	-	-	-	-	-			-
Массовое содержание. %	Серы		2	4	0.1	0.9	0.3	1	3	-	-	0.1	3	6	0.1	0.6	0.4	1	2	0.2	0.3	0.3
	парафинов		2	4	0.4	1.6	0.7	1	3	0.3	1.3	0.7	2	4	0.9	1.7	1.5	1	2	1.3	1.5	1.4
	смола силикагелевых		2	3	8	12	9.7	1	3	6.5	7.8	7.0	2	6	2.6	5.5	3.9	1	2			6.0
	асфальтенов		2	4	0.2	1.6	1.1	1	1	-	-	0.2	2	6	0.04	2.02	0.6	1	2	0.1	0.6	0.3
Фракционный состав. %	нач. кипения. °С		2	4	45	47	46	1	4	50	85	72.8	2	6	92	141	116	1	2			70
	до 100 °С		2	4	5	10.1	8.7	1	4	1	6	4.3	1	1			1.0	1	2	3.6	4.4	4.0
	до 150 °С		2	4	13	23	19.4	1	4	11	19	15.3	2	3	6	14.2	11	1	1			17.2
	до 200 °С		2	4	26.0	29.0	27.5	1	4	24.0	29.0	26.3	2	3	20.4	27.4	23.4	1	2	26.3	28.2	27.3
	до 300 °С		2	4	39.0	45.2	42.6	1	4	40.0	51.0	44.7	2	4	42.0	50.4	46.4	1	2	51.7	52.6	52.2
Зона			Надвинутая зона																			
горизонт			I-A горизонт (III блок)						II горизонт (II блок)				IV горизонт (II блок)				V горизонт (III блок)					
№/№			Кол-во		Диапазон изменения			Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения	Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения	Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения	Ср. знач.		
			скв	проб					скв	проб			скв	проб			скв	проб				
Плотность нефти. кг/м3			1	1	-		869.0	3	17	825	847	833.0	4	10	820	833	828.0	1	2	832	846	839.0
Кинематическая вязкость	при 20°С		1	1	-		14.6	3	17	6.2	18.6	9.4	4	10	6.2	9.1	7.2	1	2	7.43	9.59	8.5
	при 50°С		1	1	-		8.3	3	17	2.9	8	4.3	4	10	3.1	4.4	3.5	1	2			4.9
Температура застывания. оС			1	1	-		-84	3	17	-28	-2	-12	4	10	-59	-7	-29.6	1	2			-3
Массовое содержание. %	серы		-	-	-		-	3	17	0.1	0.3	0.2	4	10	0.1	0.4	0.1	1	2			0.5
	парафинов		-	-	-		-	3	17	0.4	5	2.3	4	10	0.2	3.6	1.3	-	-			-
	смола силикагелевых		1	1	-		6.3	3	17	2	16	7.0	4	10	2.2	5.5	4.5	1	2			3.8
	асфальтенов		1	1	-		0.3	3	17	0.1	2.4	0.97	4	10	0.01	0.6	0.2	-	-			-
Фракционный состав. %	нач. кипения. °С		1	1	-		194	3	17	28	75	48.9	4	10	45	90	59.9	1	2	39	54	47
	до 100 °С		-	-	-		-	3	17	1	30	9.1	4	10	3	10	6.3	1	1			6.0
	до 150 °С		-	-	-		-	3	17	17	22.3	20.5	4	10	16	21.2	18.5	1	1			19.6
	до 200 °С		-	-	-		-	3	17	22.8	34.5	31.0	4	10	28.0	32.7	29.8	1	2			32.4
	до 300 °С		1	1	-		14.4	3	17	41.3	53.0	47.1	4	10	49.6	61.0	52.9	1	2			53.2

2.3.3 Компонентный состав и свойства растворенного газа

Компонентный состав растворенного в нефти газа исследованы по 23 анализам проб из горизонтов:

Исследование после однократного разгазирования		
горизонт	количество проб	№ скважины
Поднадвиговая зона		
I	3	40;
II	4	34;
Надвиговая зона		
II	8	37, 41;
IV	6	41, 46;
V	2	16;
Всего:	23	11

Сравнение компонентного состава нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти и их средние значения по продуктивным горизонтам приведены в таблице 2.3.3.

Поднадвиговая зона

Горизонт-II (I блок)

Компонентный состав растворенного в нефти газа и физические свойства I-горизонта изучены по 2-м анализам из скважины №40. Основными компонентами газа являются метан – 37,4%, этан – 17,9% и пропан – 23,5%. Растворенный газ является высокожирным, содержание C₂+высшие >25% (61,7%). Углекислый газ и азот присутствуют в среднем – 0,4 - 0,52% соответственно. Сероводород отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху 1,222 доли ед. Молекулярная масса в среднем составляет 217,0 г/моль.

Горизонт-II (I блок)

Компонентный состав растворенного в нефти газа и физические свойства изучены по анализам 4 проб из скважины №34. Основным компонентом газа является метан, содержание которого составляет 73,7%. Содержание C₂+высшие <25% (24,1%) и характеризуется как «жирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 1,9 моль% и 0,3 моль%, соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,790 доли ед. Молекулярная масса в среднем составляет 216,0 г/моль.

Надвинутая зона

Горизонт-II (II блок)

Компонентный состав растворенного в нефти газа и физические свойства изучены по анализам 8 проб из скважин №37 и 41. Содержание метана в среднем – 61,3 моль%. Содержание C₂+высшие >25% (36,6%) и характеризуется как «высокожирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 0,7 и 0,1 моль%,

соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 1,038 доли ед. Молекулярная масса в среднем составляет 206,8 г/моль.

Горизонт-IV (II блок)

Компонентный состав растворенного в нефти газа и физические свойства изучены по анализам 6 проб из скважины №41 и 46. Основным компонентом газа является метан, содержание которого составляет 64,7%. Содержание C_2 +высшие <25% (33,3%) и характеризуется как «жирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 1,4 и 0,2 моль%, соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,871 доли ед. Молекулярная масса в среднем составляет 194 г/моль.

V горизонт (III блок)

Компонентный состав растворенного в нефти газа и физические свойства изучены по анализам 2 проб из скважины №16 (инт.4006-4082м). Компонентный состав выделившегося газа является высокожирным, содержание C_2 +высшие >25% (54,6%), низкоуглекислым (0,6 моль%) и низкоазотным (2,3 моль%). Содержание метана составляет 42,6%. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 1,470 доли ед.

Таблица 2.3.3. – Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти (мольное содержание, %)

Наименование	Поднадвиговая зона						Надвинутая зона								
	Горизонт I блок I			Горизонт II блок I			Горизонт II блок II			Горизонт IV блок II			Горизонт V блок III		
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть		выделившийся газ	нефть		выделившийся газ	нефть		выделившийся газ	нефть		выделившийся газ	нефть	
	мол. %	мол. %	мол. %	мол. %	мол. %	мол. %	мол. %	мол. %	мол. %	мол. %	мол. %	мол. %	мол. %	мол. %	мол. %
Сероводород	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	0.3	-	-	0.3	-	0.23	0.1	-	0.06	0.2	-	0.1	0.6	-	0.1
Азот+редкие	1.07	-	-	1.9	-	1.33	0.7	-	1.4	1.4	-	1.0	2.3	-	1.4
метан	45.1	-	-	73.7	-	50.5	61.3	-	34.3	64.7	-	46.1	42.6	-	34.3
этан	16.2	-	-	10.8	-	7.07	13.7	-	7.9	13	-	8.4	13.1	-	7.9
пропан	20.4	-	-	7.8	0.13	5.17	12.3	0.02	7.5	10.5	0.2	6.7	19.9	0.02	7.5
изобутан	3.5	-	-	1.4	0.37	1.06	2.3	0.19	1.5	2.1	0.4	1.4	4.8	0.2	1.5
н. бутан	7.9	-	-	2.2	1.17	1.83	4.7	0.53	3.0	4.2	1.8	3.5	8.4	0.5	3.0
изопентан	2	-	-	0.6	1.94	1.00	1.3	1.62	1.1	1.4	2.1	1.5	8.4	1.6	1.1
н. пентан	2.1	-	-	0.6	2.73	1.19	0.8	0.76	1.2	1.5	3.0	1.9	-	0.8	1.2
гексаны	1.2	-	-	0.4	4.94	1.78	0.3	2.18	1.3	0.5	5.8	2.5	-	2.2	1.3
гептаны	0.2	-	-	0.2	7.71	2.71	0.03	5.99	2.1	0.1	8.0	2.7	-	6.0	2.1
остаток (C ₈ +высшие)	0.2	-	-	0.018	81.02	26.11	0.03	90.14	38.6	0.01	78.7	24.1	-	90.1	38.6
Молекулярная масса	217	-	-	216.0	-	-	206.8	-	-	194			-	-	-
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.	1.129	-	-	0.790	-	-	1.038	-	-	0.871	-	-	1.470	-	-
Плотность газа, кг/м ³	1.243	-	-	0.878	-	-	1.251	-	-	1.049	-	-	1.771	-	-
Плотность нефти, кг/м ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

2.3.4 Физические свойства и химический состав подземных вод

На дату составления настоящего отчета на месторождении отбор проб воды не проводился, соответственно параметры свойств вод остаются на уровне предыдущего проекта АР-2025г. Физико-химическая характеристика подземных вод дается по результату анализа одной пробы воды из скважины №16, полученной при проведении опробования (интервал 3741-3775 м).

В таблице 2.3.4 приведены диапазоны изменения и средние значения содержания основных ионов в пластовых водах, плотность воды, общая минерализация, рН и т.д.

По классификации В. А. Сулина пластовая вода относится к средним рассолам хлоркальциевого типа. Общая минерализация воды составляет 91,7 г/дм³, удельная плотность воды равно 1056 кг/м³. Вода жесткая, величина общей жесткости равна 570,1 мг-экв/дм³, рН среда вод кислая равная 5,9. Микрокомпонентный состав вод представлен содержанием брома - 27,3 мг/л, йода - 1,06 мг/л.

Таблица 2.3.4 - Содержание ионов и примесей в пластовой воде

Характеристика и содержание		*I горизонт			
		Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение
		скв	проб		
Содержание ионов, мг/дм ³	Cl ⁻	1	1	49,6	49,6
	SO ₄ ²⁻	1	1	6,1	6,1
	HCO ₃ ⁻	1	1	-	-
	Ca ²⁺	1	1	10,4	10,4
	Mg ²⁺	1	1	6,1	6,1
	Na ⁺ +K ⁺	1	1	19,5	19,5
Содержание металлов, мг/дм ³	Барий	-	-	-	-
	Стронций	-	-	-	-
	Марганец	-	-	-	-
	Кобальт	-	-	-	-
	Медь	-	-	-	-
	Никель	-	-	-	-
	Алюминий	-	-	-	-
	Цинк	-	-	-	-
Содержание, мг/дм ³ :	бора	1	1	43,2	43,2
	йода	1	1	1,06	1,06
	брома	1	1	27,3	27,3
	оксида кремния	-	-	-	-
Содержание сероводорода, мг/100г		-	-	-	-
Общая жесткость, мг-экв/дм ³		1	1	570,1	570,1
Суммарная минерализация, г/дм ³		1	1	91,7	91,7
Плотность, кг/м ³		1	1	1056	1056
Вязкость, мПа·с		-	-	-	-
Тип воды		1	1	ХК	ХК
Примеси, мг/дм ³		-	-	-	-
рН		1	1	5,9	5,9

*– Свойства вод горизонта остались на уровне предыдущего проекта АР-2025г

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

В целях прослеживания миграции флюидов в коллекторе на физических моделях продуктивного пласта проводятся экспериментальные исследования по определению коэффициента вытеснения нефти водой, относительной фазовой проницаемости в системе вода-нефть, капиллярного давления и смачиваемости пород.

В таблице 2.4.1 представлен комплекс специальных исследований и количество использованных образцов.

Таблица 2.4.1 – Виды специальных исследований

Виды исследований	Скв. №43 (2018г.)	Скв. №46 (2025г.)
Параметр пористости, обр.	32	15
Параметр насыщения, обр./определение	32/352	15/165
Кривые капиллярного давления, обр.	32	15
Относительная фазовая проницаемость в системе нефть-вода, обр.	10	11
Определение коэффициента вытеснения нефти водой, обр.	12	11
Смачиваемость, обр.	10	11

Капиллярное давление с определением остаточной водонасыщенности.

Измерение капиллярного давления было проведено по 47 образцам скважин №№43 и 46. Зависимость капиллярного давления и насыщения рассчитывают для каждого образца, с использованием равновесных объемов вытеснения и эквивалентных данных по давлению.

В таблице 2.4.2 представлены данные образцов и полученные результаты.

Таблица 2.4.2 – Результаты эксперимента по определению капиллярного давления

скв. №№	Номер образца	Глубина, м	Горизонт	Пористость, %	Проницаемость, мД	Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Капиллярное давление макс., МПа
<i>Кондиционные образцы</i>							
43	020701001P02H	3824.84	II (н)	10	38.6	23.6	1.23
43	020701001P03H	3824.89	II (н)	15.7	200.1	18.4	1.23
43	020701002P02H	3826.1	II (н)	13.4	38.7	22.6	1.23
43	020701002P03H	3826.31	II (н)	9.6	5.37	31	1.23
43	020701002P04H	3826.37	II (н)	13.1	35.1	22.7	1.23
43	020701002P05H	3826.45	II (н)	18.7	22.9	30.6	1.23
43	020701002P06H	3826.55	II (н)	21.4	495.9	16.6	1.23
43	020701003P01H	3826.66	II (н)	21.2	733.5	17.3	1.23
43	020701003P02H	3826.71	II (н)	21.3	883.9	17.1	1.23
43	020701003P03H	3826.76	II (н)	23.3	530.7	17.5	1.23
43	020701003P04H	3826.81	II (н)	22.7	992.2	14.5	1.23
43	020701003P05H	3826.87	II (н)	22.7	434.8	16.2	1.23
43	020701003P06H	3827.28	II (н)	19.8	46.6	23.5	1.23
43	020701003P07H	3827.44	II (н)	10.6	167.7	17.5	1.23
43	020701004P01H	3827.7	II (н)	15.8	112.7	19.3	1.23
43	020701004P02H	3827.75	II (н)	15.7	139.9	20.4	1.23
43	020701004P03H	3827.93	II (н)	21.6	59.4	24.4	1.23
43	020701006P01H	3829.68	II (н)	16.2	337.4	19	1.23
43	020701007P02H	3831.32	II (н)	19.7	127.5	18.7	1.23
43	020701007P03H	3831.38	II (н)	20.1	159.5	19.6	1.23

скв. №№	Номер образца	Глубина, м	Горизонт	Пористость, %	Проницае- мость, мД	Остаточная водонасы- щенность, доли ед.	Капилляр- ное давление макс., МПа
43	020701007P04H	3831.44	II (н)	19.9	175.6	19.6	1.23
43	020701007P05H	3831.5	II (н)	19.2	148.1	18.5	1.23
43	020701007P06H	3831.56	II (н)	18.9	185	18	1.23
43	020701008P01H	3831.64	II (н)	18.7	136.7	21.1	1.23
43	020701008P02H	3831.7	II (н)	18.1	149.5	20.7	1.23
43	020701008P03H	3831.75	II (н)	17.3	126.2	21.1	1.23
43	020701008P04H	3831.81	II (н)	16.1	122.7	21.5	1.23
43	020701008P05H	3832.34	II (н)	17.2	54.1	26	1.23
46	060103056P01H	4049,93	III(н)	15.1	17.1	30.7	1.379
46	060103058P01H	4051,09	III(н)	16.9	48.8	26.3	1.379
46	060103060P01H	4053,07	III(н)	20.4	44.7	23.2	1.379
46	060103062P02H	4055,64	III(н)	10.7	59.6	23.6	1.379
46	060103070P04H	4096,96	IV(н)	21.8	85	20.3	1.379
46	060103072P03H	4098,98	IV(н)	19.3	14	27.8	1.379
46	060103074P03H	4100,54	IV(н)	18.8	38.3	29.2	1.379
46	060103075P01H	4101,23	IV(н)	16.5	22.7	24.9	1.379
46	060103078P01H	4104,00	IV(н)	19.2	32	27.7	1.379
46	060103079P02H	4105,45	IV(н)	19.9	57.8	22.4	1.379
46	060103079P03H	4105,81	IV(н)	18.2	15.5	27.9	1.379
46	060103080P03H	4106,70	IV(н)	18.3	24.9	32.7	1.379
46	060103082P03H	4108,88	IV(н)	18.2	4.32	34.8	1.379
<i>Некондиционные образцы</i>							
43	020701001P01H	3824.78	II (н)	8.4	3.21	32.3	1.23
43	020701002P01H	3825.96	II (н)	5.2	0.118	48.3	1.23
43	020701005P01H	3829.49	II (н)	5.7	0.502	43.3	1.23
43	020701005P02H	3829.56	II (н)	3.7	0.0365	54.7	1.23
46	060103017P01H	3842,09	вне гор.	6	3.4	33.7	1.379
46	060103067P01H	4078,80	вне гор.	16.9	31.4	24.4	1.379

Эксперименты, выполненные на образцах керна, показали, что:

- для коллекторов продуктивного горизонта II (н) при Кп – 9,6 до 23,3% и при Кпр – 5,37 до 992,2 мД, остаточная водонасыщенность составляет от 14,5 до 31%, в среднем – 20,61%;
- для продуктивного горизонта III (н) при Кп – 10,7 до 20,4% и при Кпр – 17,1 до 59,6 мД, остаточная водонасыщенность составляет от 23,2 до 30,7%, в среднем – 25,95%;
- для образцов продуктивного горизонта IV (н) (Кп – 16,5 до 21,8% и при Кпр – 4,32 до 85 мД), остаточная водонасыщенность в среднем составляет 27,5%, изменяется в диапазоне 20,3÷34,8%.

Кривые капиллярного давления представлены на рис. 2.4.1-2.4.3.

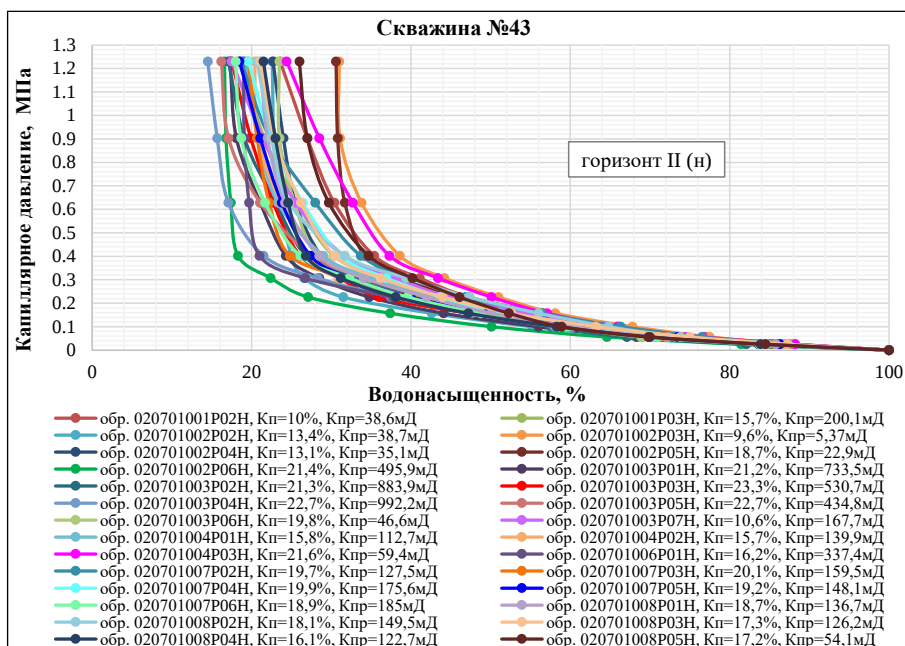


Рис. 2.4.1 – Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности (скв. №43, горизонт II (н))

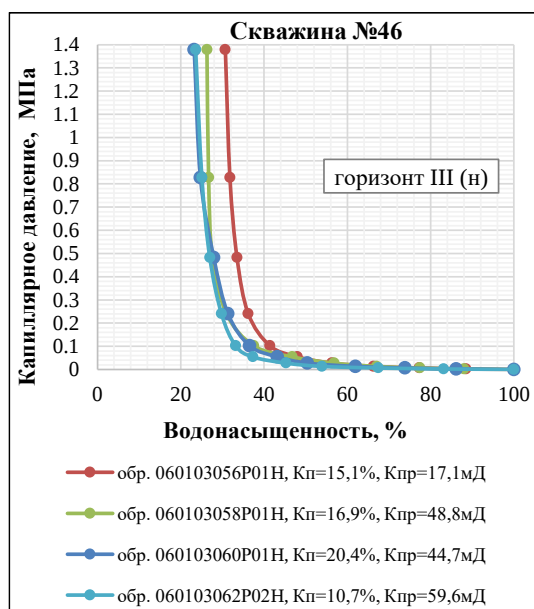


Рис. 2.4.2 – Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности (скв. №46, горизонт III (н))

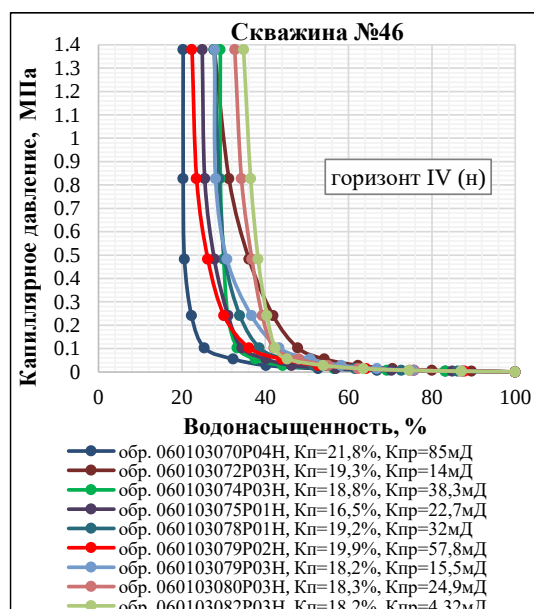


Рис. 2.4.3 – Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности (скв. №46, горизонт IV (н))

Определение относительной проницаемости (ОФП) для системы вода-нефть при установившемся режиме в атмосферных условиях. Для определения относительных фазовых проницаемостей использовалась двухфазная вертикальная фильтрационная установка (LXRT-400T), предназначенная для исследования профилей насыщения при фильтрации двухфазных потоков в пластовых условиях в режиме реального времени, представляя средние насыщения в виде функции длины керна и дискретные точки вдоль керна в виде функции времени.

Эксперимент проведен на 9 образцах керна скважины №43 и 11 образцах керна скважины №46. Итоговые результаты эксперимента представлены в таблице 2.4.3.

Таблица 2.4.3 – Относительная проницаемость в системе вода-нефть

Скважина	Номер модели	Номер образца	Глубина, м	Глубина (привязанная глубина), м	Горизонт	Проницаемость по газу, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Проницаемость по пластовой воде, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности, мД	Открытая пористость, доли ед.	Остаточная водонасыщенность. доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность. доли ед.	К _{относительной проницаемости по воде} , доли ед.	К _{относительной проницаемости по нефти} , доли ед.	Коэффициент вытеснения, дол е
43	1	020701001P03H	3824,84	3826,26	II (H)	38,6	12,1	15,6	0,116	0,25	0,277	0,23	1	0,631
43	2	020701002P03H	3826,1	3830,65	II (H)	38,7	11,2	16,8	0,161	0,24	0,286	0,23	1	0,624
43	3	020701003P03H	3826,76	3827,56	II (H)	530,7	369	411	0,254	0,194	0,246	0,213	1	0,695
43	4	020701003P04H	3826,81	3827,61	II (H)	992,2	465	599	0,249	0,061	0,232	0,217	1	0,753
43	5	020701006P01H	3829,68	3831,1	II (H)	337,4	132	153	0,176	0,199	0,209	0,217	1	0,739
43	6	020701007P06H	3831,44	3832,86	II (H)	175,6	61	81	0,215	0,233	0,214	0,216	1	0,721
43	7	020701008P01H	3831,64	3833,06	II (H)	136,7	51	71,3	0,202	0,251	0,209	0,214	1	0,721
43	8	020701008P02H	3831,7	3833,12	II (H)	149,5	60	69,3	0,197	0,14	0,239	0,205	1	0,722
43	9	020701008P04H	3831,81	3833,23	II (H)	122,7	35,6	51,2	0,175	0,142	0,291	0,232	1	0,661
43	10	020701008P06H	3832,34	3833,76	II (H)	54,1	19,3	24,2	0,179	0,237	0,227	0,208	1	0,702
46	2	060103036P03H	3973,65	3973,65	-	3	1,04	1,33	0,1251	0,36	0,28	0,263	1	0,563
46	3	060103057P01H	4050,75	4050,75	III(H)	5,72	1,72	2,74	0,1358	0,35	0,27	0,201	1	0,585
46	5	060103059P01H	4052,75	4052,75	III(H)	74,3	17,76	29,6	0,2158	0,21	0,28	0,22	1	0,646
46	6	060103061P01H	4054,39	4054,39	III(H)	49,5	19,37	22,45	0,1896	0,21	0,24	0,267	1	0,696
46	9	060103071P01H	4097,47	4097,47	IV(H)	79	27,44	36,44	0,213	0,24	0,23	0,274	1	0,697
46	10	060103072P03H	4098,98	4098,98	IV(H)	14	4,54	5,86	0,1933	0,28	0,29	0,205	1	0,597
46	12	060103074P04H	4100,8	4100,8	IV(H)	9,65	3,6	5,03	0,165	0,32	0,27	0,397	1	0,603
46	15	060103078P02H	4104,55	4104,55	IV(H)	26,5	7,69	11,06	0,1965	0,29	0,26	0,226	1	0,634
46	18	060103080P01H	4106,1	4106,1	IV(H)	17	6,73	9,37	0,1825	0,29	0,26	0,32	1	0,634
46	20	060103082P02H	4108,53	4108,53	IV(H)	1,35	0,5	0,73	0,179	0,38	0,28	0,246	1	0,548
46	22	060103084P02H	4110,39	4110,39	IV(H)	2,39	0,88	1,29	0,1609	0,36	0,28	0,387	1	0,563

По результатам определения относительных проницаемостей установлено, что для горизонта II(н) остаточная водонасыщенность изменяется в пределах 0,061–0,251 д. ед., при среднем значении 0,195 д. ед. Остаточная нефтенасыщенность варьирует от 0,209 до 0,291 д. ед., в среднем составляя 0,243 д. ед. Среднее значение коэффициента вытеснения составляет 0,697 д. ед.

Для горизонта III(н) остаточная водонасыщенность находится в диапазоне 0,21–0,35 д. ед., при среднем значении 0,26 д. ед. Остаточная нефтенасыщенность изменяется от 0,24 до 0,28 д. ед., со средним значением 0,26 д. ед. Средний коэффициент вытеснения составляет 0,642 д. ед.

Для горизонта IV(н) остаточная водонасыщенность варьирует в пределах 0,24–0,38 д. ед., при среднем значении 0,31 д. ед. Остаточная нефтенасыщенность изменяется от 0,23 до 0,29 д. ед., в среднем составляя 0,27 д. ед. Среднее значение коэффициента вытеснения равно 0,611 д. ед.

В целом, для всех рассматриваемых горизонтов характерен гидрофильный тип смачиваемости, что благоприятно с точки зрения эффективности водного вытеснения нефти (рис. 2.4.2-2.4.3). Полученные выводы согласуются с результатами исследований смачиваемости, выполненных на аналогичных образцах керна, согласно которым породы характеризуются гидрофильным типом смачиваемости (табл. 2.4.4).

Таблица 2.4.6 - Результаты анализа смачиваемости по Амотту

№ п/п	№ образца	Горизонт	Глубина, м	Вытеснение водой		Вытеснение нефтью		Показатель смачиваемости Амотта	
				Самопроизвольное выход нефти, мл	Принудительное выход нефти, мл	Самопроизвольное выход воды, мл	Принудительное выход воды, мл		
Скважина №43									
1	020701001P01H	II (н)	3826.2	0.68	2.53	0.32	2.89	0.16	гидрофильная
2	020701001P03H	II (н)	3826.31	1.77	5.52	0.64	5.69	0.21	гидрофильная
3	020701002P04H	II (н)	3827.17	1.35	4.72	0.55	4.91	0.17	гидрофильная
4	020701002P06H	II (н)	3827.35	1.98	7.67	0.87	7.79	0.15	гидрофильная
5	020701003P02H	II (н)	3827.51	2.25	7.83	0.81	7.29	0.18	гидрофильная
6	020701003P06H	II (н)	3828.08	1.87	5.98	0.77	6.88	0.2	гидрофильная
7	020701003P07H	II (н)	3828.24	2.13	6.65	0.91	8.12	0.21	гидрофильная
8	020701004P01H	II (н)	3828.5	1.54	5.51	0.67	6.04	0.17	гидрофильная
9	020701007P02H	II (н)	3832.74	1.89	6.59	0.81	7.27	0.18	гидрофильная
10	020701007P05H	II (н)	3832.92	2.13	6.67	0.75	6.71	0.21	гидрофильная
1	060103017P01H		3842,09	0,31	1,02	0,15	1,35	0,19	гидрофильная
2	060103058P01H	III(н)	4051,09	1,01	3,39	0,45	4,05	0,19	гидрофильная
3	060103062P02H	III(н)	4055,64	0,57	2,13	0,28	2,47	0,15	гидрофильная
4	060103070P04H	IV(н)	4096,96	1,29	4,81	0,57	5,15	0,16	гидрофильная
5	060103074P03H	IV(н)	4100,54	1,03	3,92	0,45	4,04	0,15	гидрофильная
6	060103075P01H	IV(н)	4101,23	1,00	3,20	0,43	3,81	0,20	гидрофильная
7	060103076P01H	IV(н)	4102,22	0,94	2,99	0,44	3,92	0,20	гидрофильная

№ п/п	№ образца	Горизонт	Глубина, м	Вытеснение водой		Вытеснение нефтью		Показатель смачиваемости Амотта	
				Самопроизвольное выход нефти, мл	Принудительное выход нефти, мл	Самопроизвольное выход воды, мл	Принудительное выход воды, мл		
8	060103079P02H	IV(н)	4105,45	1,22	4,07	0,52	4,65	0,19	гидрофильная
9	060103079P03H	IV(н)	4105,81	1,04	3,30	0,47	4,25	0,20	гидрофильная
10	060103080P03H	IV(н)	4106,70	1,00	3,70	0,47	4,21	0,16	гидрофильная
11	060103082P03H	IV(н)	4108,88	0,90	3,07	0,46	4,10	0,18	гидрофильная

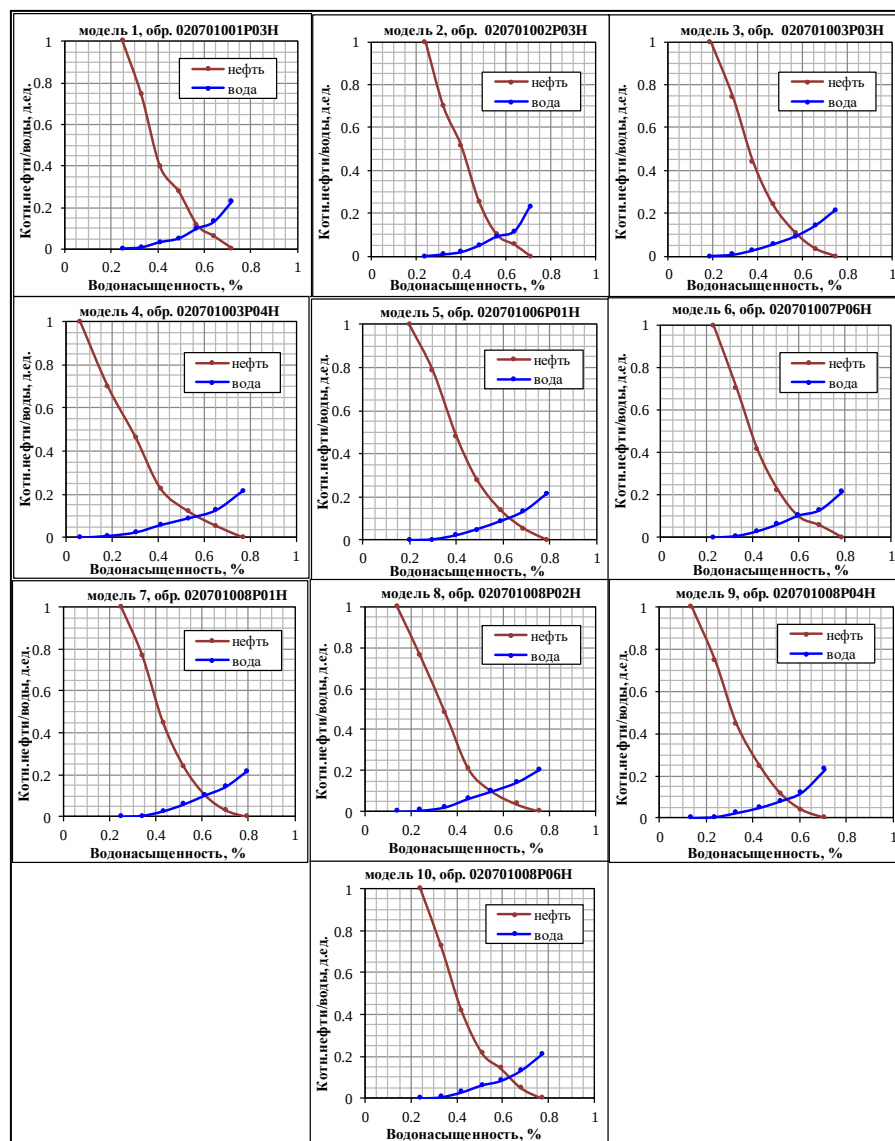


Рис. 2.4.2 – Кривые относительной проницаемости для нефти и воды (скв. №43)

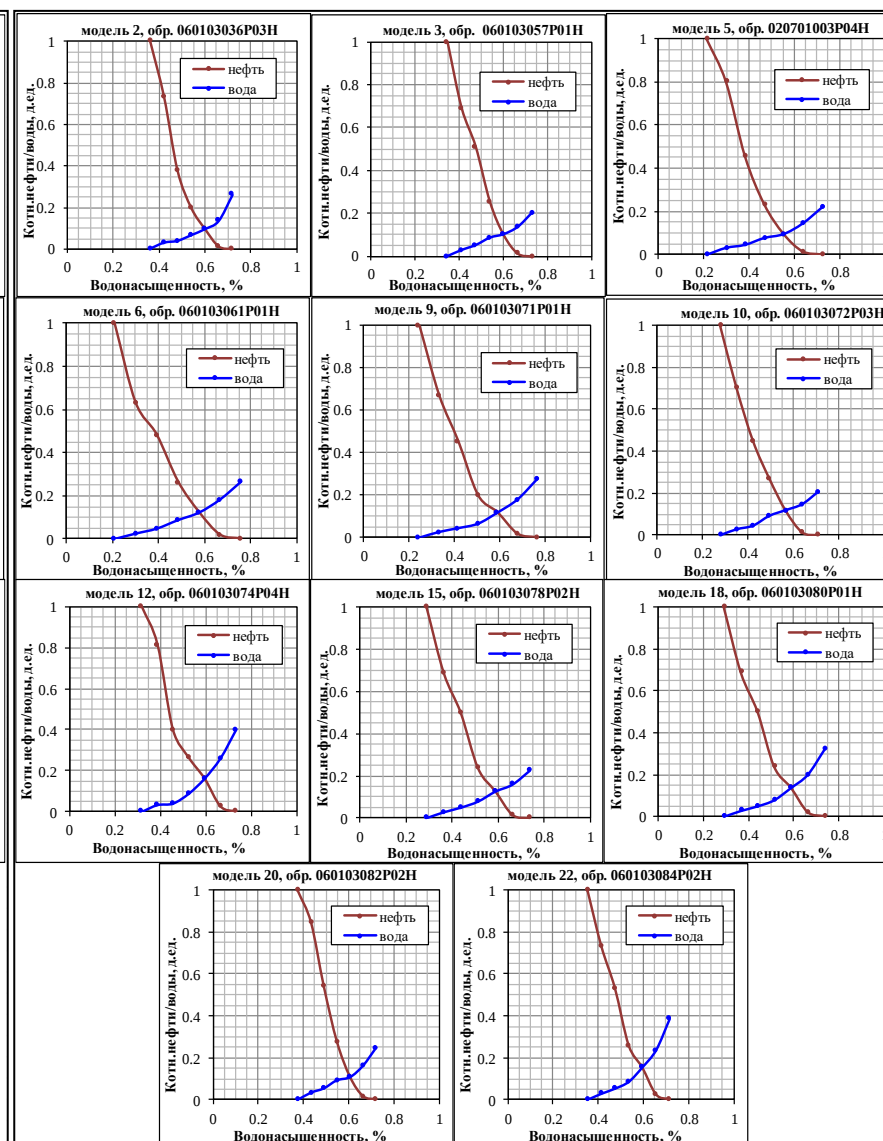


Рис. 2.4.3 – Кривые относительной проницаемости для нефти и воды (скв. №46)

Определение коэффициента вытеснения в системе «нефть-вода». Коэффициент вытеснения нефти определялся по 12 образцам скважины №43 и 11 образцам керна скважины №46 (таблица 2.4.4.).

Таблица 2.4.4 - Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

Скважина	Номер модели	Номер образца	Глубина, м	Горизонт	Открытая пористость, доли ед.	Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$			Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	Коэффициент вытеснения, β , доли ед.
						по газу	по воде при 100% водонасыщенности	по нефти при ост. водонасыщенности			
43	1	020701001P01H	3826,2	II (н)	0,097	3,2	1,3	1,5	0,319	0,317	0,53
43	5	020701002P02H	3826,9	II (н)	0,161	38,7	11,2	16,8	0,24	0,286	0,62
43	6	020701002P03H	3827,11	II (н)	0,123	5,4	1,8	2	0,357	0,265	0,59
43	8	020701002P05H	3827,25	II (н)	0,218	22,9	8,5	9,3	0,262	0,303	0,59
43	10	020701003P01H	3827,46	II (н)	0,23	733,5	365	465	0,207	0,212	0,73
43	14	020701003P05H	3827,67	II (н)	0,243	434,8	185	222	0,19	0,24	0,7
43	18	020701004P02H	3828,55	II (н)	0,17	139,9	42	67	0,162	0,303	0,64
43	19	020701004P03H	3828,55	II (н)	0,237	59,4	21	33	0,269	0,267	0,63
43	20	020701005P01H	3830,91	II (н)	0,062	0,5	0,12	0,2	0,406	0,299	0,5
43	23	020701007P03H	3832,8	II (н)	0,219	159,5	63	76	0,198	0,227	0,72
43	26	020701007P06H	3832,98	II (н)	0,207	185	65	80	0,218	0,269	0,66
43	29	020701008P03H	3833,17	II (н)	0,188	126,2	46,3	62,3	0,23	0,262	0,66
46	1	060103017P01H	3842,09	-	0,060	3,4	1,4	2,045	0,357	0,277	0,569
46	4	060103058P01H	4051,09	III(н)	0,169	48,8	17,25	27,11	0,253	0,236	0,684
46	7	060103062P02H	4055,64	III(н)	0,107	59,6	16,65	22,86	0,277	0,262	0,637
46	8	060103070P04H	4096,96	IV(н)	0,218	85	33,57	40,5	0,192	0,242	0,701
46	11	060103074P03H	4100,54	IV(н)	0,187	38,3	13,46	16,56	0,234	0,305	0,602
46	13	060103075P01H	4101,23	IV(н)	0,165	22,7	9,11	10,52	0,263	0,258	0,651
46	14	060103076P01H	4102,22	IV(н)	0,173	4,45	1,63	2,2	0,35	0,279	0,571
46	16	060103079P02H	4105,45	IV(н)	0,199	57,8	20,62	25,86	0,23	0,247	0,679
46	17	060103079P03H	4105,81	IV(н)	0,182	15,5	5,9	8,8	0,313	0,25	0,635
46	19	060103080P03H	4106,7	IV(н)	0,183	24,9	10,46	13,66	0,257	0,261	0,649
46	21	060103082P03H	4108,88	IV(н)	0,182	4,32	1,59	2,48	0,373	0,279	0,555

По результатам экспериментального определения коэффициента вытеснения установлено, что его средние значения составляют: для коллекторов горизонта II(н) — 0,643 д. ед., III(н) — 0,661 д. ед., IV(н) — 0,630 д. ед. Сопутствующие параметры (остаточные водо- и нефтенасыщенности) изменяются в указанных диапазонах и согласуются с полученными значениями коэффициента вытеснения.

В таблице 2.4.5 приведены характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта. Используются данные коэффициента вытеснения нефти водой и относительной фазовой проницаемости.

Полученные параметры по результатам специальных исследований на керне (остаточная водонасыщенность, остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения нефти водой, показатель смачиваемости) использованы в гидродинамических расчетах.

Таблица 2.4.5 – Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта

Горизонт	Зоны пласта	Наименование величин	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Содержание связанной воды, доли ед.	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим агентом, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
								для рабочего агента при остаточной нефтенасыщенности	для нефти при насыщенности связанной водой
II (н)	ЧНЗ	Количество определений	21	21	21	21	21	10	10
		Среднее значение	213,56	0,22	0,78	0,26	0,67	0,22	1
		Интервал изменения	3,2-992,2	0,06-0,36	0,64-0,94	0,21-0,32	0,53-0,75	0,205-0,232	-
III(н)	ЧНЗ	Количество определений	5	5	5	5	5	3	3
		Среднее значение	47,6	0,26	0,74	0,26	0,65	0,229	1
		Интервал изменения	5,72-74,3	0,21-0,35	0,65-0,79	0,24-0,28	0,585-0,70	0,201-0,267	-
IV(н)	ЧНЗ	Количество определений	15	15	15	15	15	7	7
		Среднее значение	26,86	0,29	0,71	0,27	0,62	0,29	1
		Интервал изменения	1,35-85	0,19-0,38	0,62-0,81	0,23-0,31	0,55-0,70	0,205-0,40	-

2.5 Запасы нефти и растворенного газа

Первый подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Лактыбай выполнен институтом ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» в 2002г. по результатам пробной эксплуатации скважинами №№27, 32, 34 и 37. Запасы утверждены ГКЗ РК Протоколом №173-08-У от 18.09.2002г и поставлены на баланс в следующих количествах:

	Геологические, тыс.т	Извлекаемые, тыс.т
Категория C1	4579	1270
Категория C2	5793	579

В 2011г. с бурением разведочной скважины №40, ее положительным опробованием на I горизонте и выделением эффективных нефтенасыщенных толщин в продуктивных горизонтах, где ранее обозначались зоны фациального замещения, появилась необходимость в составлении отчета по приросту запасов нефти и растворенного газа.

Утвержденные запасы нефти согласно Протоколу №1085-11-У от 22.07.2011г составили:

	Геологические, тыс.т	Извлекаемые, тыс.т
Категория C1	5395	1526
Категория C2	6918	692

В 2015г с бурением двух эксплуатационных скважин №№41 и 43 и положительными результатами их опробования на II и IV горизонтах ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет по приросту запасов нефти и растворенного газа по состоянию на 01.09.2015г и утвержден ГКЗ РК (протокол №1649-16-У от 29 февраля 2016г). (таблица 2.5.1).

Категории	нефть, тыс.т		растворенный газ, млн. м ³	
	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
C1	10 425	2 347	1 446	315
C2	9 538	953	1 143	116

В 2025 году был выполнен пересчет запасов с целью актуализации геологического строения и уточнения параметров залежей на основе новых геолого-промысловых данных, включая переинтерпретацию сейсмических материалов и результаты бурения эксплуатационной скважины №46. В рамках пересчета была обновлена структурно-тектоническая модель месторождения. Однако по заключению комиссии ГКЗ РК дополнительно выявленные разрывные нарушения, полученные в результате переинтерпретации, не вносят существенных коррективов в ранее утвержденную модель, разработанную в рамках ПЗ-2015. В связи с этим отчет был принят к сведению ГКЗ РК, без утверждения новых запасов и соответственно структурно-тектонической, геологической модели (протокол №2754-25-У от 11.06.2025г).

В таблице 2.5.1 представлены утвержденные начальные геологические и извлекаемые запасы нефти в рамках отчета «Прирост запасов нефти и растворенного... по состоянию на 01.09.2015г».

Таблица 2.5.1 – Утвержденные запасы нефти и растворенного газа

Горизонт	Блок	Зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс.м²	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Открытая пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Объемный коэффициент нефти, доли ед.	Плотность нефти, кг/м³	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Добыча нефти на дату составления проектного документа, тыс.т	Остаточные запасы нефти, тыс. т		Газосодержание пластовой нефти, м³/т	Начальные запасы газа, растворенного в нефти, млн. м³		Добыча растворенного газа на дату составления проектного документа, млн. м³	Остаточные запасы растворенного газа, млн. м³	
														геологи-ческие	извлекаемые		геологи-ческие	извле-каемые		геологи-ческие	извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Поднадвиговая зона																					
I	I	H	C₁	1825	11,9	0,11	0,6		0,837	1025	0,315	323				71,5	73	23			
		BH		1225	5,3	0,11	0,6		0,837	305	0,315	96				71,5	22	7			
		H	C₂	150	6	0,11	0,6		0,837	43	0,1	4				71,5	3	0,3			
		BH		1675	2,8	0,11	0,6		0,837	220	0,1	22				71,5	16	2			
	Надвиговая зона																				
		II	H	C2	8087,5	8,1	0,08	0,63		0,837	2374	0,1	237				71,5	170	17		
	BH	1460	2,7		0,08	0,63		0,837	142	0,1	14				71,5	10	1				
Итого по I горизонту			C₁	3050	9,2					1330		419	200	1130	219		95	30	13,230	81,77	16,77
			C₂	11373	6,6					2779		277					199	20,3			
I-A	II	H	C₂	3923	1,5	0,12	0,46		0,834	230	0,1	23				71,5	16	2			
	III	H	C₂	3560	2,5	0,11	0,48		0,869	350	0,1	35				71,5	25	3			
Итого по I-A горизонту			C₂	7483	2					580		58					41	5			
Поднадвиговая зона																					
II	I	H	C₁	500	7	0,12	0,63		0,837	173	0,315	54				137,7	24	7			
		BH		1500	5	0,12	0,63		0,837	373	0,315	117				137,7	51	16			
		H	C₂	7125	3,2	0,12	0,63		0,837	1139	0,1	114				137,7	157	16			
		BH		4700	2,4	0,12	0,63		0,837	564	0,1	56				137,7	78	8			
	Надвиговая зона																				
		II	H	C₁	10703	5,7	0,17	0,64		0,835	4196	0,315	1322				149,3	626	197		
Итого по II горизонту			C₁	12703	5,6					4742		1493	1150	3592	343		701	220	115,532	585,468	104,468
			C₂	11825	2,9					1703		170					235	24			

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Поднадвиговая зона																					
III	I	Н	забалан.	875	4,7	0,13	0,49		0,835	171											
	Надвиговая зона																				
Итого по III горизонту			C ₂	5725	3,5	0,14	0,59		0,835	1040	0,1	104				149,3	155	16			
			забалан.	875	4,7					171											
Поднадвиговая зона																					
IV	I	Н	забалан.	6500	8,1	0,1	0,55		0,833	1887											
		ВН	забалан.	8650	5,2	0,1	0,55		0,833	1615											
	Надвиговая зона																				
	II	Н	C ₁	4725	18,7	0,13	0,57		0,833	4160	0,1	416				149,3	621	62			
ВН		523		7,9	0,13	0,57		0,833	193	0,1	19				149,3	29	3				
Н		C ₂	9203	7,9	0,13	0,57		0,833	3436	0,1	344				149,3	513	51				
Итого по IV горизонту			C ₁	5248	17,6				4353		435	230,753	4122,247	204,247		650	65	31,794	618,206	33,206	
			C ₂	9203	7,9				3436		344					513	51				
			забалан.	15150	6,5				3502												
Надвиговая зона																					
V	II	Н	забалан.	18600	2,9	0,13	0,53		0,838	2406											
		ВН	забалан.	6875	1	0,13	0,53		0,838	313											
	III	Н	забалан.	2250	0,9	0,09	0,5		0,838	58											
Итого по V горизонту			забалан.	27725	2,3				2777												
Итого по месторождению			C ₁						10425		2347	1580,753	8844,247	766,247		1446	315	160,556	1285,444	154,444	
			C ₂						9538		953					1143	116,3				
			забалан.						6450												

Таблица 2.5.2 - Подсчет запасов этана, пропана и бутана месторождения Лактыбай

Горизонт	Блок	Вид газа	Категория	Запасы газа, млн.м³		Потенциальное содержание, г/м³			Геологические запасы, тыс.т.			Извлекаемые запасы, тыс.т.			
				геологические	извлекаемые	этана	пропана	бутана	этана	пропана	бутана	этана	пропана	бутана	
Поднадвиговая зона															
I	I	растворен.	C1	95	30	223,6	422,2	336,6	21	40	32	7	13	10	
			C2	19	2	223,6	422,2	336,6	4	8	6	1	1	1	
Итого по I горизонту			C1	95	30				21	40	32	7	13	10	
			C2	19	2,3				4	8	6	1	1	1	
Поднадвиговая зона															
II	I	растворен.	C1	75	23	124,5	133,4	90,6	9	10	7	3	3	2	
			C2	235	24	124,5	133,4	90,6	29	31	21	3	3	2	
	Надвинутая зона														
	II	растворен.	C1	626	197	171,1	225,7	180,5	107	141	113	34	44	36	
Итого по II горизонту			C1	701	220				116	151	120	37	48	38	
			C2	235	24				29	31	21	3	3	2	
Итого по месторождению:			C1	796	250				138	191	152	43	60	48	
			C2	254	26				34	39	28	4	4	3	

Таблица 2.5.3 - Подсчет запасов серы и парафина месторождения Лактыбай

Горизонт	Блок	Категория	Запасы нефти, тыс.т.		Содержание серы, % весовое	Содержание парафина, % весовое	Запасы серы, тыс.т.		Запасы парафина, тыс.т.	
			геологические	извлекаемые			геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
Всего по I горизонту	I	C ₁	1330	419	0.1	0.4	1	0.4	5	2
		C ₂	263	26	0.1	0.4	0.3	0.03	1	0.1
Всего по I-A горизонту	II	C ₂	230	23	0.3	1	0.7	0.1	3	0.3
II	I	C ₁	546	1703	0.1	0.8	0.5	2	4	14
		C ₂	1703	170	0.1	0.8	1.7	0.2	14	1
	II	C ₁	4196	1322	0.2	3	8	3	105	33
Всего по II горизонту		C ₁					9	4	109	47
		C ₂					2	0.2	14	1
Всего по IV горизонту	II	C ₁	4353	1371	0.2	2	9	3	70	22
		C ₂	3436	344	0.2	2	7	0.7	55	6

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

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

Анализ результатов гидродинамических исследований проведен на базе данных, представленных компанией ТОО «Казахтуркмунай». Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) проведены и интерпретированы ТОО «НурОйлСервис» и ТОО «ВестГеоТехнолоджи». Интерпретация результатов произведена при помощи специализированного программного продукта Saphir (KAPPA).

Забойные давления при исследованиях замерялись глубинными манометрами марки «АМТ-108», PPS-25, отбивки динамических уровней при исследовании КВУ проводились прибором типа «Микон-101».

Результаты гидродинамических исследований приведены в таблице 3.3.1. Сравнение результатов гидродинамических исследований скважин по объектам приведены в таблицах 3.3.6 – 3.3.7

I продуктивный горизонт опробован почти во всех скважинах. Коллектора данного горизонта представлены карбонатными отложениями. Притоки нефти получены в скважинах 14, 15, 32, 34, 36, 40. В скважине №14 получен слабый приток нефти с дебитом 1,7 м³/сут. В скважине 32 при 7 мм штуцере получен приток нефти с максимальным дебитом 344,8 м³/сут. В скважинах 15, 36 получены непроизводственные притоки нефти соответственно с дебитами 0,34 и 1,44 м³/сут. По скважине 34 получен приток нефти с дебитом 1,6 м³/сут, по скважине 40 – 30 м³/сут. Из 6 опробованных скважин только 2 скважины (32, 40) были подключены в эксплуатацию. Начальное пластовое давление составляет 71,8 МПа.

Гидродинамическими исследованиями охвачены скважины 32, 40.

Анализ результатов исследований на неустановившихся режимах показал, что коллектор данного горизонта является слабо проницаемым по классификации Теодоровича Г.И. Среднее значение проницаемости составляет $4,7 \cdot 10^{-3}$ мкм², интервал изменения 0,4-17,5 $\cdot 10^{-3}$ мкм². Минимальное значение проницаемости ($0,38 \cdot 10^{-3}$ мкм²) получено по скважине 40, пробуренной 2010г. Учитывая сравнительно низкие значения фильтрационных свойств пластов можно предполагать, что зоны дренирования работающих скважин на I горизонте еще не пересеклись. Т.е. данное обстоятельство позволило предположить, что значительная доля запасов на сегодня не отобрана. Линии тока флюида к скважинам по длине и направлению весьма хаотичны и обоснование данного фактора является весьма сложной задачей. В результате проведенных исследований радиальный режим течения не наблюдается.

Если судить по диагностическому графику, то на расстоянии 22 м наблюдается

непроницаемая граница, что подтверждает проходящий разлом F (рис.3.3.1). Из графика не наблюдается влияние соседней добывающей скважины 32.

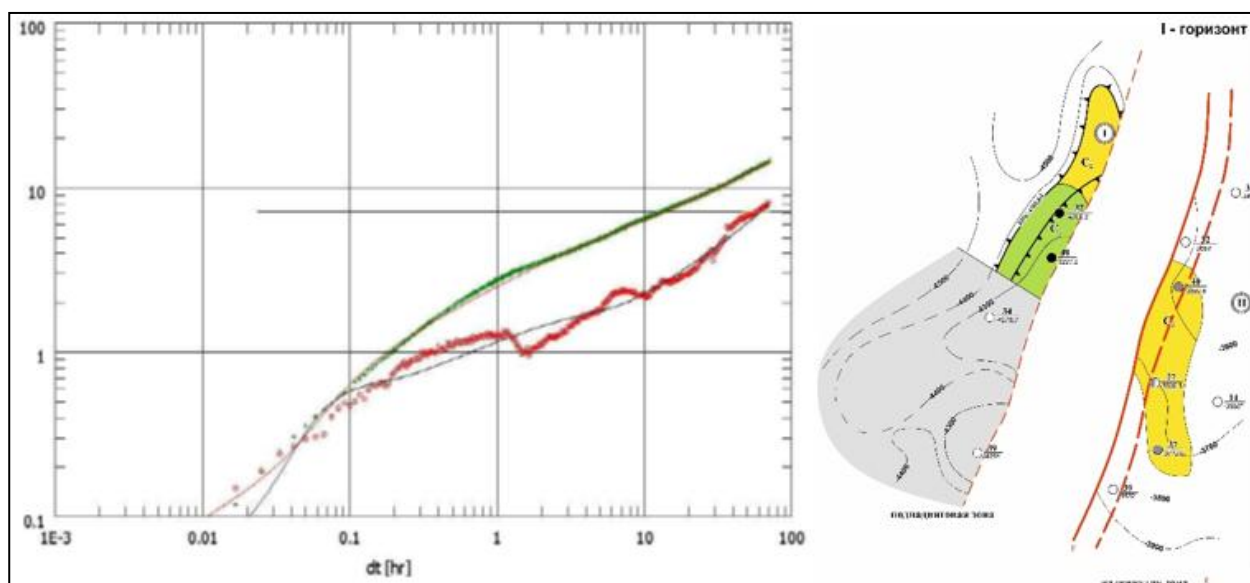


Рис 3.1.1 - Диагностический график по результатам исследования КВД по скважине 40 и структурная карта по I горизонту

Из двух исследованных скважин получены отрицательные значения скин-фактора, что указывает хорошее состояние призабойных зон скважин. Последний раз скин-фактор определялся в 2010г по скважине 40. Однако учитывая отсутствие проведенных гидродинамических исследований с 2010г, оценка текущего состояния призабойных зон не представляется возможным.

Также по скважине 40 в 2010 г было проведено исследование МУО в трех разных режимах (3, 5, 7 мм штуцер). По данным исследований МУО строилась индикаторная диаграмма. По наклону индикаторной диаграммы определялся коэффициент продуктивности по нефти, что составил $2,7 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$. По данной скважине R^2 корреляции составляет 0,92 (рис. 3.3.2). Из этого следует, что рассчитанный с помощью индикаторных диаграмм коэффициент продуктивности по данной скважине имеет погрешность около 8%.

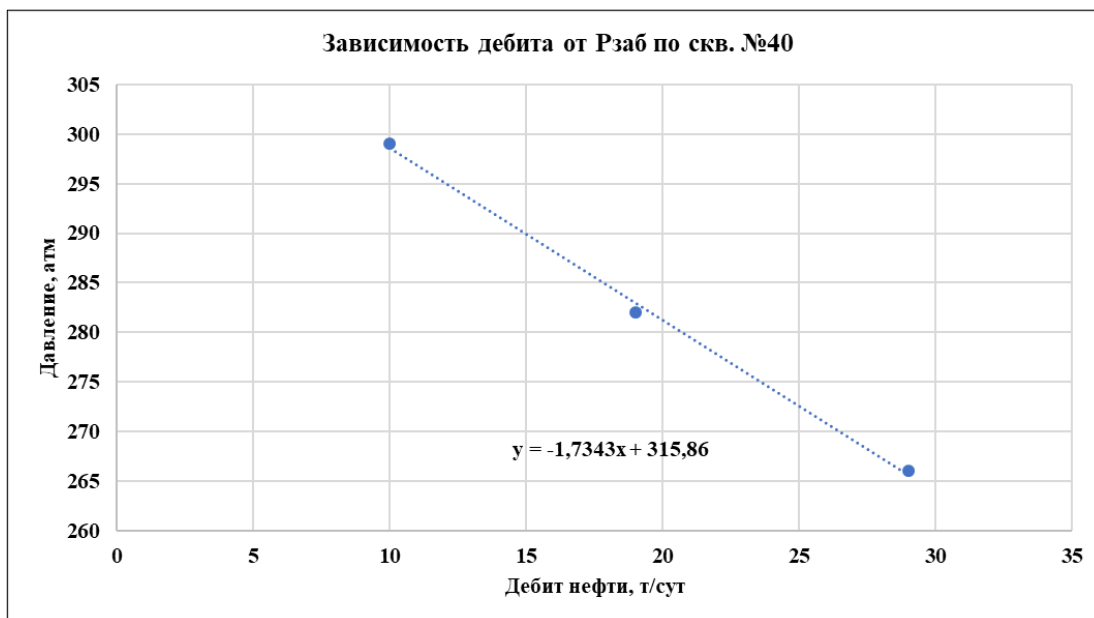


Рис 3.1.2 – Индикаторная диаграмма по скважине 40

Таблица 3.1.1- Результаты режимных гидродинамических исследований на скважине № 40.

№№ п/п	Диаметры штуцера, мм	Дебит нефти, м³/сут.	$P_{заб.}$, атм	dP	$K_{прод}$, м³/(сут*МПа)	ГФ, м³/м³
1	7	29,0	265,6	7,1	4,1	68,6
2	5	19,0	282,0	5,5	3,5	71,1
3	3	10,1	299,2	3,7	2,7	30,7

I-A продуктивный горизонт опробован в скважинах 14, 15, 16, 28, 34. Из них нефть получена по скважине 14 с дебитом 1,7 м³/сут, 16 с дебитом 0,16 м³/сут. Опробование по скважине 34 проводилось совместно с горизонтами I и II и получен приток нефти с максимальным дебитом 49,2 м³/сут. Коэффициент продуктивности при опробовании изменяется от 0,047 до 0,18 м³/МПа*сут, в среднем составляя 0,09 м³/МПа*сут. Начальное пластовое давление составляет 43,87 МПа.

II продуктивный горизонт – нефтегазоносность доказана опробованием в скважинах 14, 16, 27, 34, 37. Дебиты нефти изменяются от 0,11 м³/сут (скв. 16) до 228 м³/сут при 5 мм штуцере (скв. 37). Коэффициент продуктивности при опробовании составляет в среднем 1,81 м³/МПа*сут. Начальное пластовое давление определено при опробовании скважин 14, 27, 34 и составляет в среднем 68,9 МПа.

По данному горизонту исследования КВД проведены по скважинам 27, 37, 43. Исследование МУО не проводилось.

Проницаемости изменяется в интервале $0,2 - 173 \cdot 10^{-3}$ мкм², в среднем составляя $40,5 \cdot 10^{-3}$ мкм². Коллекторы данного горизонта относятся к категории среднепроницаемых по классификации Теодоровича Г.И. Минимальное значение проницаемости ($1 \cdot 10^{-3}$ мкм²)

зафиксировано по скважине 27. Однако в связи с отсутствием повторных гидродинамических исследований утверждать достоверность полученных данных по скважине 27 не представляется возможным. По скважине 37 проницаемость составила в среднем $43,7 \cdot 10^{-3}$ мкм². По данной скважине исследования КВД проведены 5 раз. Полученных результатов можно принимать, как достоверным, т.к. не наблюдаются сильные отклонения в полученных параметрах. По скважине 43 КВД во II объекте проведен один раз, проницаемость составляет $7,98 \cdot 10^{-3}$ мкм².

За анализируемый период скин-фактор определен по трем вышеупомянутым скважинам. По данным скважинам наблюдаются положительные значения скин-фактора, что вероятно связано с плохим состоянием призабойных зон скважин.

В дальнейшем требуется уточнение фильтрационных параметров пласта в районе пробуренных скважин 41, и повторное проведение КВД в скважинах 37, 43. Также рекомендуются провести исследования МУО для определения истинных значений продуктивности данного горизонта.

Гидродинамические исследования скважины 34 были проведены совместно по горизонтам I, I-A и II. Скважина была остановлена два раза для снятия КВД в 13.12.2008г и 24.01.2010г. Проницаемость пласта в районе данной скважины низкая, изменяется от 1,28 до $1,58 \cdot 10^{-3}$ мкм². Соответственно были получены низкие коэффициенты продуктивности – 0,54-0,74 м³/(сут*МПа), что подтверждается относительно небольшим дебитом нефти (14 т/сут) на месторождении. Призабойная зона скважины в хорошем состоянии, скин-фактор в последнем исследовании снижается от (1,96) до (-1,34).

III продуктивный горизонт опробован в скважинах 14, 15, 27, 37. Приток нефти получен только из скважины 27 с дебитом 4,8 м³/сут, который после дострела нижних интервалов уменьшился до 0,4 м³/сут.

Начальное пластовое давление составляет 63,7 МПа. Данный горизонт в отличие от горизонтов I и II не подключен к промышленной разработке, поэтому гидродинамические исследования не проведены. Коэффициент продуктивности, определенный расчетным путем при опробовании, составляет 0,69 м³/(сут*МПа).

IV продуктивный горизонт. Промышленная продуктивность в надвинутой зоне доказана результатами опробования скважины 27 (II блок), где получен приток нефти дебитом 15,2 м³/сут на 5 мм штуцере. Две новые скважины 41, 43 также дали промышленные притоки нефти с дебитами 184 м³/сут на 7 мм штуцере при совместном опробовании интервалов 4006-4010м, 4017-4024м, 4030-4040м, 4053-4063м, 4066-4082м, и 35 м³/сут на 7 мм штуцере при

совместном опробовании интервалов 4071-4093м, 4097-4104м, соответственно. В скважине 14 получен приток нефти непрямоугольного значения дебитом 0,38 м³/сут.

По данному горизонту по скважине 43 было проведено исследование КВД в январе 2015г. Скважина была закрыта на 72 часов. Проницаемость составила 0,171 *10⁻³ мкм². Коллектор является плохо проницаемым. Пьезопроводность составляет 0,0063 м²/с. Скорость распределения давления довольно низкая. Интерполированное пластовое давление на середину интервала перфорации составило 53,7 МПа. В начальном периоде отмечается большое влияние ствола скважины, что вероятно связано с сегрегацией флюида. Наблюдается положительное значение скин-фактора (плюс 4), что возможно связано с проникновением бурового раствора в пласт в процессе бурения.

В сентябре 2020г по скважине 41 проведены исследования методом КВД. Согласно результатам исследования проницаемость пласта составила 1,05*10⁻³ мкм², пьезопроводность – 0,002 м²/с. Интерполированное пластовое давление на середину интервала перфорации составило 43,9 МПа. Скин фактор по результатам исследования - отрицательный, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны пласта.

По скважине 41 в 2020г было проведено исследование МУО в четырех режимах (3, 5, 7 мм штуцер). По данным исследований МУО строилась индикаторная диаграмма. По наклону индикаторной диаграммы определялся коэффициент продуктивности по нефти, который составил 5,9 м³/(сут*МПа) (Рис. 3.3.3).

Проницаемости изменяются в интервале 0,2 – 1,05*10⁻³ мкм², в среднем составляя 0,6*10⁻³ мкм²

В таблице 3.1.2 указаны результаты режимных гидродинамических исследований на скважине № 41.

Таблица 3.1.2- Результаты режимных гидродинамических исследований на скважине № 41.

№№ п/п	Диаметры штуцера, мм	Дебит нефти, м ³ /сут.	Р _{заб.} , атм	dP	Кпрод, м ³ /(сут*МПа)	Кпрод, м ³ /(сут*атм)	ГФ,м ³ /м ³
1	5	83,0	311,7	10,9	7,6	0,76	198,0
2	3	63,0	347,7	7,4	7,2	0,73	196,0
3	5	83,2	309,9	11,2	5,9	0,60	197,3
4	7	113,5	289,0	13,3	5,9	0,59	189,3

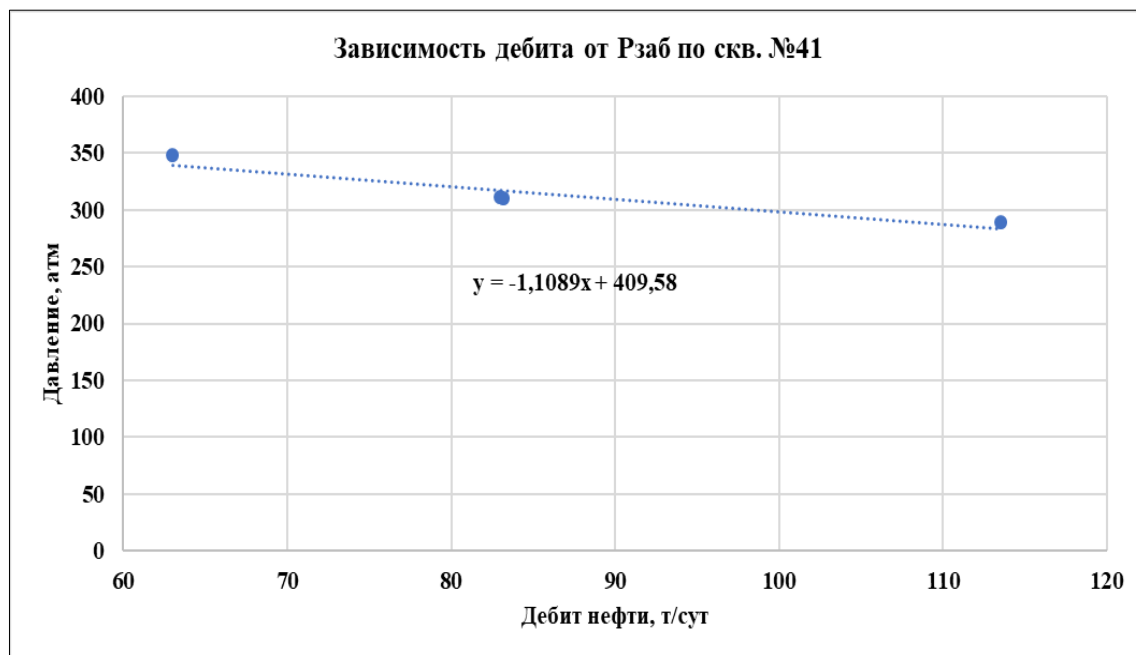


Рис 3.1.3 – Индикаторная диаграмма по скважине 41

В мае 2024 г. по скважине № 41 проведены исследования методом КВД. Согласно результатам исследования проницаемость пласта составила $10,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², пьезопроводность – 0,00225 м²/с. Интерполированное пластовое давление на середину интервала перфорации составило 40,8 МПа. Скин фактор по результатам исследования - отрицательный, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны пласта.

Также в скважине № 41 был проведен МУО в трех разных режимах (3,5,7 мм штуцер). По наклону индикаторной диаграммы определялся коэффициент продуктивности по нефти, который составил 0,91 мЗ/(сут*МПа) (Рис. 3.1.4).

В таблице 3.1.3 указаны результаты режимных гидродинамических исследований на скважине № 41.

Таблица 3.1.3- Результаты режимных гидродинамических исследований на скважине № 41.

№№ п/п	Диаметры штуцера, мм	Дебит нефти, м ³ /сут.	Р _{заб.} , атм	dP	Кпрод, мЗ/(сут*МПа)	Кпрод, мЗ/(сут*атм)	ГФ,мЗ/мЗ
1	3	55,8	335,1	7,3	7,6	0,77	29,7
2	5	109,7	300,7	10,8	10,1	1,03	28,2
3	7	120,5	277,6	13,2	9,2	0,93	71,4

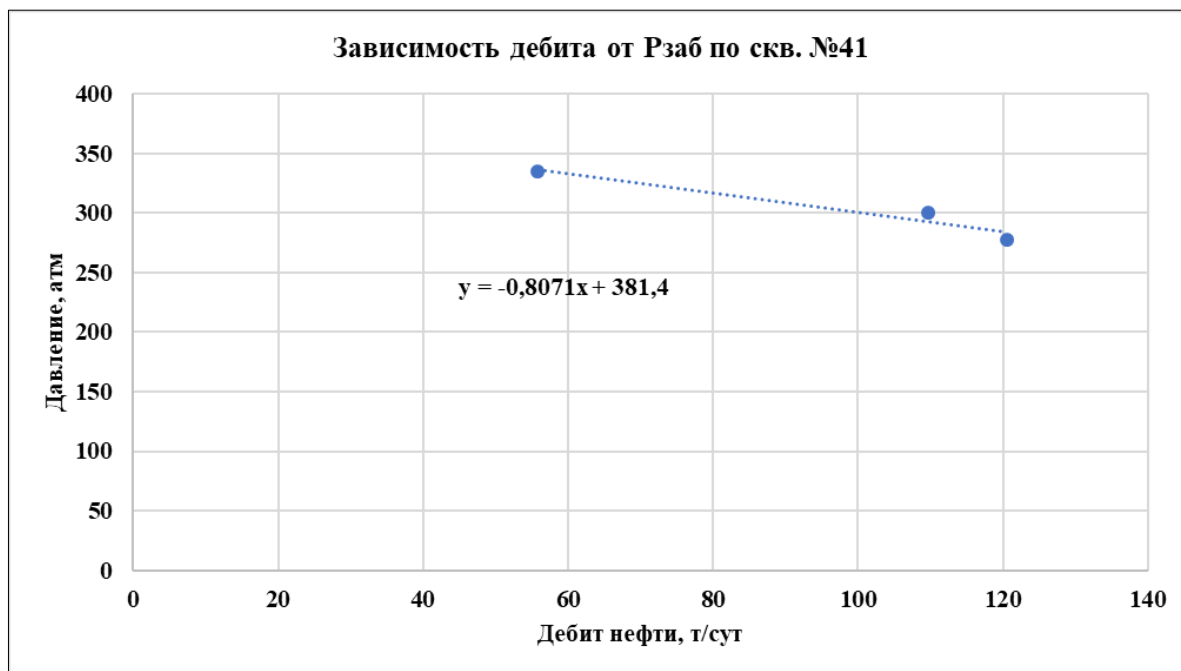


Рис 3.1.4 – Индикаторная диаграмма по скважине 41

В сентябре 2024г в новой пробуренной скважине 46 проведены исследования методом КВД. Согласно результатам исследования проницаемость пласта составила $22,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², пьезопроводность – 0,0022 м²/с. Интерполированное пластовое давление на середину интервала перфорации составило 60,7 МПа. Скин фактор по результатам исследования - отрицательный, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны пласта.

Проницаемости в среднем составляет $22,1 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Также по данной скважине в сентябре было проведено исследование МУО в трех разных режимах (3, 5, 7 мм штуцер). По данным исследований МУО строилась индикаторная диаграмма. По наклону индикаторной диаграммы определялся коэффициент продуктивности по нефти, который составил 0,66 м³/(сут*МПа) (Рис. 3.3.4).

В таблице 3.1.4 указаны результаты режимных гидродинамических исследований на скважине № 46.

Таблица 3.1.4- Результаты режимных гидродинамических исследований на скважине № 46.

№№ п/п	Диаметры штуцера, мм	Дебит нефти, м ³ /сут.	Р _{заб.} , атм	dP	К _{прод} , м ³ /(сут*МПа)	К _{прод} , м ³ /(сут*атм)	ГФ,м ³ /т
1	3	32,5	509,11	6,6	4,9	0,50	409,8
2	5	68,5	485,33	9,0	7,6	0,77	401
3	7	131,9	434,2	14,2	9,3	0,94	362,8
4	3	32,9	499,41	7,6	4,3	0,44	408,2

В начальном периоде отмечается большое влияние ствола скважины, что вероятно связано с сегрегацией флюида. В начале эксплуатации отмечается повышенной газовый фактор (403,4 м³/т).

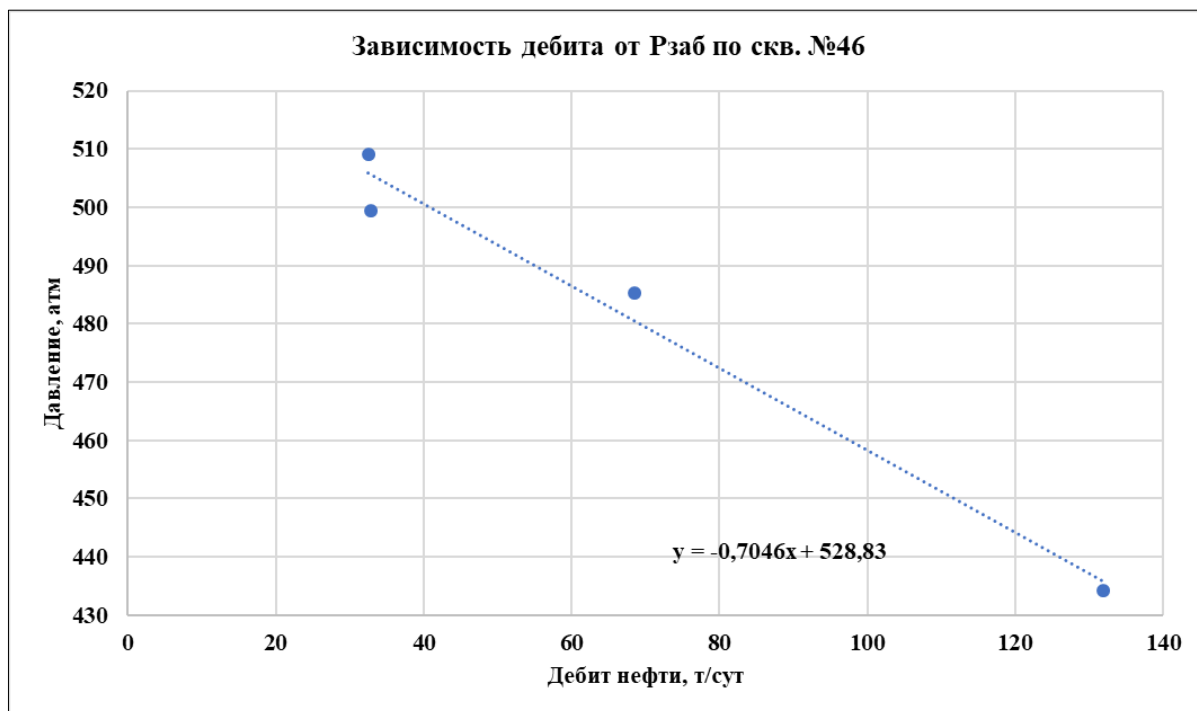


Рис 3.1.5 – Индикаторная диаграмма по скважине 46

В продуктивный горизонт опробован в скважинах 15, 16, 27, 28, 34. Притоки нефти получены только из скважин 16, 27. Скважина №16 переливала нефтью с водой, при дебите жидкости 0,4 м³/сут. В скважине 27 дебит нефти составил 0,89 м³/сут при динамическом уровне 972 м.

Таблица 3.1.5 – Результаты гидродинамических исследований в целом по месторождению

№ скв	Вид исследования	Горизонт	Дата исследований	Интервал перфорации, м	Пластовое давление на СИП, МПа	Кпрод, м³/(МПа*сут)	Кпрон, 10 ⁻³ мкм²	Кгидроп мкм²*м/(МПа*с)	Скин-фактор
27	КВД	II	21.10.2003	3941-3959; 3972-3983	48,6	4,2	1,0	31,7	6,2
37	КВД	II	11.10.2003	3954-3950	49,2	15,9	16,0	326,2	6,1
32	КВД	I	12.10.2003	4524-4560	62,8	1,6	6,0	43,6	6,9
37	КВД	II	29.12.2004	3954-3980	47,4	12,8	29,0	13,7	17,3
37	КВД	II	07.11.2005	3954-3980	43,7	12,3	28,0	13,3	7,5
32	КВД	I	10.11.2005	4524-4560	53,7	12,1	8,0	20,4	-3,2
37	КВД	II	04.04.2006	3954-3980	42,9	11,1	57,0	98,2	18,1
32	КВД	I	08.04.2006	4524-4560	52,4	10,7	17,0	20,2	-1,9
37	КВД	II	19.06.2007	3954-3981	37,1	9,4	59,6	368,83	8,5
37	КВД	II	02.02.2008	3954-3981	35,7	14,6	72,8	449,9	5,89
32	КВД	I	18.08.2008	4524-4560	38,3	9,7	4,6	0,055	-3,77
34	КВД	I+IA+II	13.12.2008	4500-4525, 4532-4536, 4595-4612	66,6	0,5	0,188	12,37	0,97
34	КВД	I+IA+II	24.01.2010	4500-4525, 4532-4536, 4542-4575, 4595-4612	59,4	0,7	0,16	10,07	-1,34
40	МУО+КВД	I	26.12.2010	4310-4322; 4348-4351; 4355-4359; 4363-4372; 4376-4380; 4384-4387; 4498-4508;	36,1	2,7	0,38	14,66	-4,98
43	КВД	IV	09.01.2015	4071-4093, 4097-4104	53,8	1,0	0,171	103	4
41	Узловой анализ	IV	13.10.2017	4006-4082	59,6	-	-	-	-
40	КВД	I	12.03.2018	4310-4322; 4348-4351; 4355-4359; 4363-4372; 4376-4380; 4384-4387; 4498-4508;	24,2	-	-	-	-
43	КВД	II	09.05.2018	3824-3838	21,2	2,1	8,5	-	5,8
41	МУО+КВД	IV	20.09.2020	4006-4082	42,06	8,1	1,05	0,103	-1,75
37	КВД	II	09.07.2021	3954-3980	22,3	48,9	173	2,096	3,6
41	МУО+КВД	IV	26.05.2024	4006-4082	40,8	9,0	10,1	3,3	-0,2
46	МУО+КВД	IV	27.09.2024	4101,8-4134	60,9	6,6	22,1	1,5	-5,03

Таблица 3.1.6 – Сравнение результатов гидродинамических исследований скважин по I и III объектам

Наименование	I объект (I горизонт- поднадвиговая зона)								III объект (IV горизонт- надвиговая зона)							
	На дату проектирования				На дату отчета				На дату проектирования				На дату отчета			
	Кол-во		Инт. изм.	Ср. знач.	Кол-во		Инт. изм.	Ср. знач.	Количество		Инт. изм.	Ср. знач.	Кол-во		Инт. изм.	Ср. знач.
	скв.	изм.			скв.	изм.			скв.	изм.			скв.	изм.		
Начальное пластовое давление, МПа	1	2	64,3-79,3	71,8	1	2	64,3-79,3	71,8	3	3	47,4-74,4	60,8	3	3	47,4-74,4	60,8
Текущее пластовое давление, МПа	1	1	-	24,2	1	1	-	24,2	1	1	-	43,9	2	2	40,8-60,9	50,8
Пластовая температура, °С	2	3	76,7-84	79,8	2	3	76,7-84	79,8	2	4	76,2-82	79,5	2	4	76,2-82	79,5
Коэффициент продуктивности, м³/(сут·МПа)	2	5	1,6-12,1	5,6	2	5	1,6-12,1	7,36	2	2	1,0-8,1	4,55	2	3	1,0-9,0	6,18
Удельная продуктивность, м³/(м·сут·МПа)	2	5	0,1-1,2	0,5	2	5	0,1-1,2	0,5	2	2	0,01-0,07	0,4	2	3	0,01-0,07	0,4
Гидропроводность, мкм2*м/(мПа*с)	2	5	0,022-0,380	0,109	2	5	0,022-0,380	0,109	2	2	0,103-3,3	1,833	2	3	0,103-3,3	1,749
Пьезопроводность, м²/с	2	5	0,5-42,3	11,1	2	5	0,5-0,42	0,46	2	2	0,2-0,01	0,105	2	3	0,2-0,01	0,105
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	2	5	0,4-17,5	4,7	2	5	0,4-17,5	7,2	2	2	0,2-1,05	0,6	2	3	0,17-22,10	8,36

Таблица 3.1.7 – Сравнение результатов гидродинамических исследований скважин по II объекту по блокам

Наименование	II горизонт (поднадвиговая зона)								II горизонт (надвиговая зона)							
	На дату проектирования				На дату отчета				На дату проектирования				На дату отчета			
	Кол-во		Инт. изм.	Ср. знач.	Кол-во		Инт. изм.	Ср. знач.	Кол-во		Инт. изм.	Ср. знач.	Кол-во		Инт. изм.	Ср. знач.
	скв.	изм.			скв.	изм.			скв.	изм.			скв.	изм.		
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	75	75	1	1	75	75	3	3	60,8-75	68,9	3	3	60,8-75	68,9
Текущее пластовое давление, МПа	1	2	59,4-66,6	63	1	2	59,4-66,6	63	2	2	21,2-22,3	21,7	2	2	21,2-22,3	21,7
Пластовая температура, °С									3	3	54-72	61	3	3	54-72	61
Коэффициент продуктивности, м³/(сут·МПа)	1	2	0,5-0,7	0,6	1	2	0,5-0,7	0,6	3	9	2,1-48,9	14,6	3	9	2,1-48,9	14,6
Удельная продуктивность, м³/(м·сут·МПа)	1	2	0,066-0,090	0,078	1	2	0,066-0,090	0,078	3	9	0,2-5,2	1,5	3	9	0,2-5,2	1,5
Гидропроводность, мкм2*м/(мПа*с)	1	2	0,101-0,124	0,112	1	2	0,101-0,124	0,112	3	8	0,133-4,499	1,889	3	8	0,133-4,499	1,889
Пьезопроводность, м²/с	1	2	0,043-0,050	0,047	1	2	0,043-0,050	0,047	3	9	0,518-0,84	0,68	3	9	0,518-0,84	0,68
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	1	2	0,164-0,188	0,176	1	2	0,16-0,19	0,18	3	9	1-72,8	49,4	3	9	1-173,0	49,4

Характеристика энергетического состояния залежей

С целью контроля за разработкой и энергетическим состоянием залежей на месторождении регулярно проводятся онлайн замеры забойных и пластовых давлений с помощью глубинных манометров установленные на УЭЦН.

Также для оценки энергетического состояния залежи использовались забойные и пластовые давления полученных по результатам гидродинамических исследований.

В целом количество и качество проводимых замеров на месторождении удовлетворительное. Пересчет динамических или статических уровней в забойные или пластовые давления на отметке середина интервала перфорации и начального ВНК произведен следующим образом.

$$P_{прив} = P_{зам} + 0.1 \cdot \rho_{ж} \cdot (H_{прив} - H_{зам}), \quad (1)$$

где

$$\rho_{ж} = \rho_v - W \cdot (\rho_v - \rho_n) / 100 - \text{плотность жидкости, г/см}^3 \quad (2)$$

ρ_v – плотность воды, г/см³;

ρ_n – плотность нефти, г/см³;

W – обводненность продукции, %.

За анализируемый период с 2020-01.01.2026г был проведено 19 замеров пластового давления, в том числе 4 КВД, 14 замеров статического уровня и 1 прямой замер пластового давления. Результаты исследования представлены в таблице 3.3.8.

Таблица 3.1.8 – Результаты исследования пластового давления за 2020-01.01.2026гг

Дата	№ скв	Объект	Вид иссл.	Пластовое давление
12.02.2020	32	I	Нстат	27,6
16.05.2020	43	II	Рпл	22,7
01.06.2020	37	II	Нстат	18,9
20.09.2020	41	III	МУО-КВД	45,4
09.07.2021	37	II	КВД	22,3
08.10.2021	40	I	Нстат	24,5
01.12.2021	37	II	Нстат	24,4
12.11.2022	37	II	Нстат	22,7
23.10.2023	40	I	Нстат	23,9
07.10.2023	37	II	Нстат	21,7
19.01.2024	37	II	Нстат	18,4
15.03.2024	40	I	Нстат	24,5
13.03.2024	37	II	Нстат	18,1
20.04.2024	37	II	Нстат	18,5
12.05.2024	40	I	Нстат	24,4
22.05.2024	37	II	Нстат	18,5
26.05.2024	41	III	МУО-КВД	40,7
18.06.2024	37	II	Нстат	18,5
27.09.2024	46	III	МУО-КВД	60,9

Ниже энергетическое состояние залежи анализируется по горизонтам.

I горизонт (I объект)

Начальное пластовое давление, замеренное при опробовании скважины 32,

составляет 71,8 МПа.

На дату составления отчета по данному горизонту добыча ведется по одной скважине 40. Текущее пластовое давление залежи по последнему замеру по скважине 40, составляет 24,2 МПа.

Текущее забойное давление определено с помощью ТМС, уставленный на ЭЦН скважины 40 и в среднем составляя 13 МПа. На рисунке 3.3.5 приведена динамика пластового и забойного давлений скважины 40. Из рисунка наблюдается тенденция к снижению пластового давления, что связано с достаточно интенсивным отбором жидкости. Как было отмечено, в главе 3.2, данный горизонт характеризуется сравнительно низкими фильтрационными свойствами коллекторов, что в свою очередь способствует низкому темпу перераспределения давления.

Залежь разрабатывается на естественном режиме истощения пластовой энергии. В данный момент скважина 32 находится в бездействии, скважина 40 работает без воды, что говорит об отсутствии влияния законтурных областей на процесс разработки.

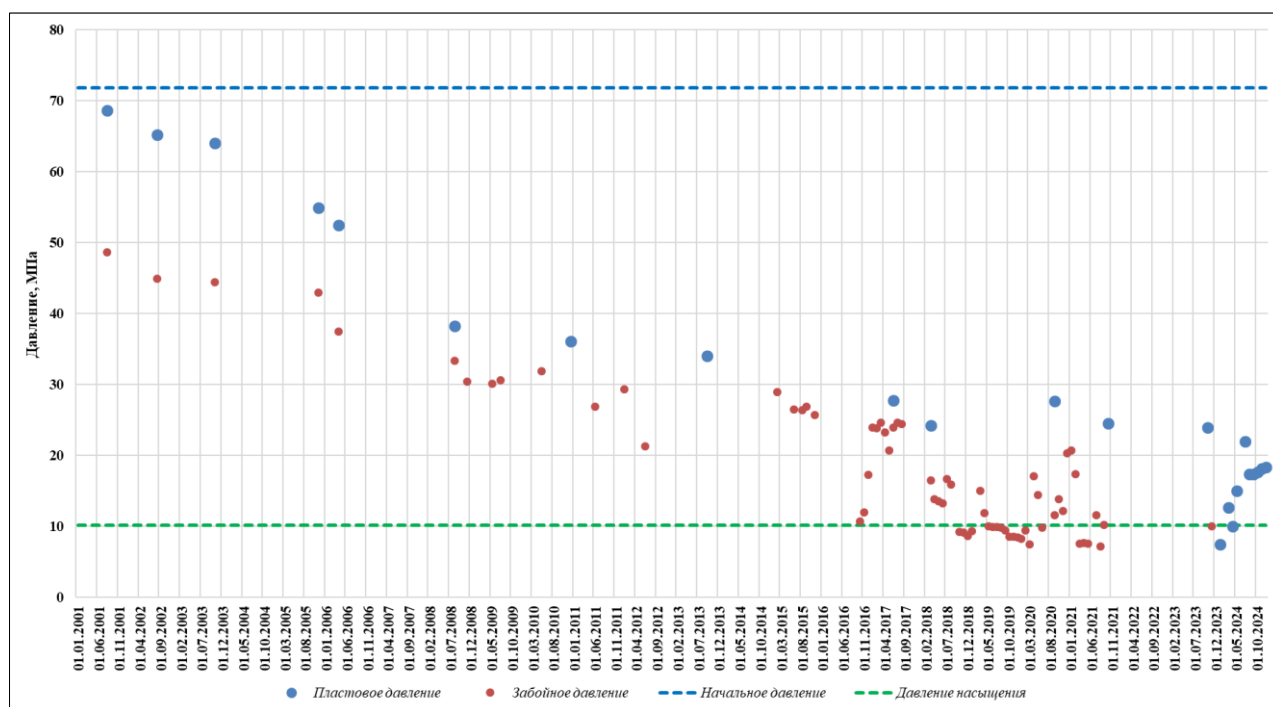


Рис.3.1.6 – Динамика изменения пластового и забойного давления I объекта

II горизонт (II объект)

Начальное пластовое давление определено при опробовании скважины 14, 27, 34 и составляет в среднем 68,9 МПа.

На дату составления отчета в данном горизонте эксплуатируется 1 скважины 37. Текущее среднее пластовое давление, определенное по действующей скважине, составляет 21,7 МПа. Данный объект разрабатывается на естественном режиме истощения пластовой энергии, аналогично I объекту.

Текущее забойное давление определено с помощью ТМС, уставленных на ЭЦН по скважине 37 и в среднем составляет 13,5 МПа. Следует отметить, что скважина 37 с 1997г работала фонтанным способом, в октябре 2015г перестала фонтанировать и скважину перевели на механизированный способ эксплуатации. На данную скважину приходится наибольшая доля накопленной добычи нефти в целом по месторождению (57%). С начала разработки по данной скважине отобрано 747,1 тыс.т нефти. Кроме того, по результатам проведенных гидродинамических исследований район данной скважины характеризуется относительно высокими значениями фильтрационных свойств. На рисунке 3.3.6 приведена динамика пластового и забойного давлений скважин II объекта.

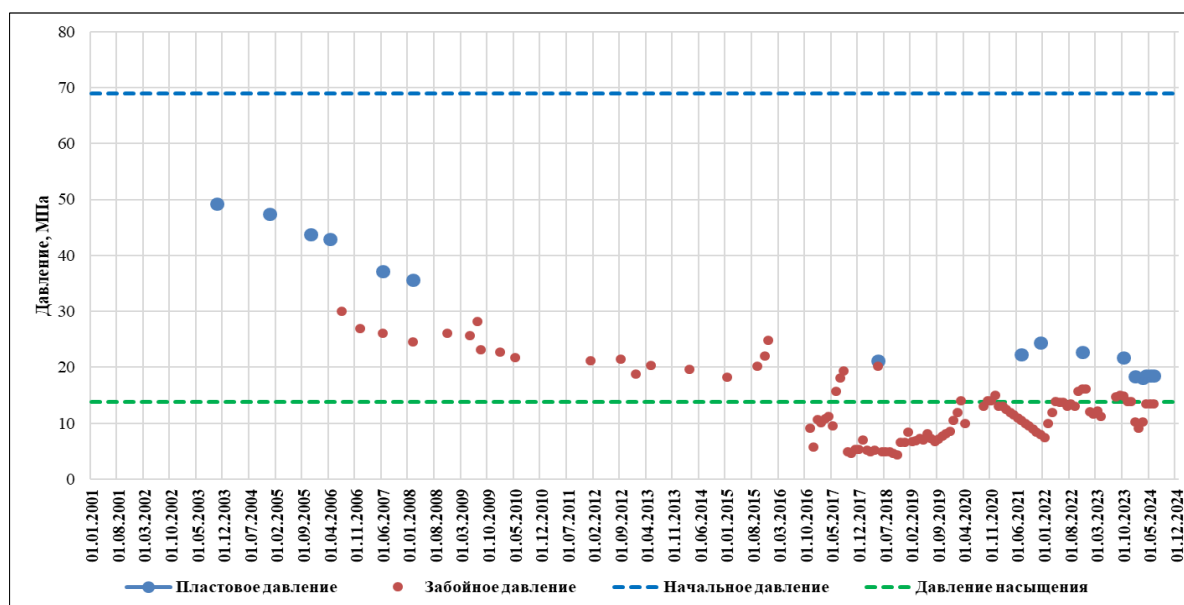


Рис.3.1.7 – Динамика изменения пластового и забойного давления II объекта

Пластовое давление скважины 34, которая работала совместно по горизонтам I, I-A и II, замерено 2 раза в 2008г, 2010г при исследовании КВД и составили 66,2 и 59 МПа соответственно. Забойное давление, замеренное при КВД в 2010г, составило 35,5 МПа. По последнему замеру Ндин в 2017г, забойное давление скважины составляет 32,1 МПа.

IV горизонт (III объект)

Начальное пластовое давление III эксплуатационного объекта определено на основе замеров давления при испытании скважин №№27, 41 и 43, при этом следует отметить, что замеренное начальное пластовое давление составило 74,4 МПа по скважине №27, 60,5 МПа – согласно замеру в скважине №41 в 2013г, а также 47,4 МПа – при испытании в скважине №43 в 2014г. В конечном итоге начальное пластовое давление определено как среднее значение замеров равным 60,8 МПа. На дату составления отчета данный объект разрабатывается скважиной №41,46.

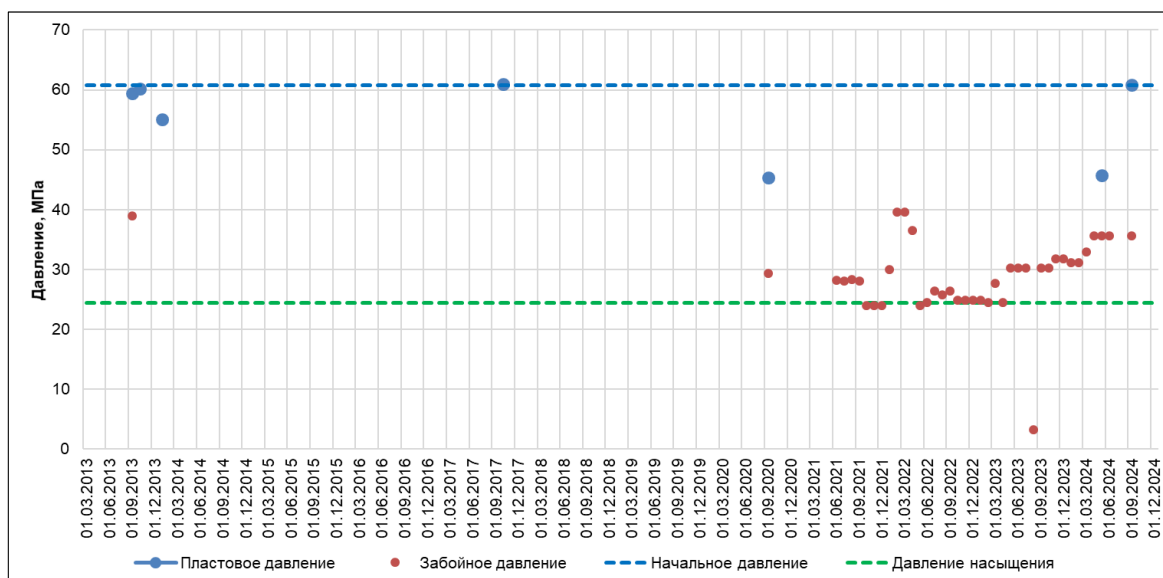


Рис. 3.1.8 – Динамика изменения пластового и забойного давления III объекта

В промышленную эксплуатацию на III объект была введена только скважина №41, которая до сентября 2024г оставалась единственной скважиной на объекте. В сентябре 2020г по скважине 41 проведены исследования методом КВД. Согласно результатам исследования текущее пластовое давление составило 43,9 МПа. По скважине 41 в 2020г были проведены исследования МУО. Текущее забойное давление составило 28,9 МПа, что выше значения давления насыщения, принятого по данному горизонту.

Как говорилось ранее в мае 2024г по скважине №41 проведены исследования методом КВД+МУО. Согласно результатам исследования текущее пластовое давление составило 40,8 МПа. Текущее забойное давление составило 27,8 МПа, что выше значения давления насыщения, принятого по данному горизонту.

В сентябре 2024г в новой пробуренной скважине №46 проведены исследования методом КВД. Согласно результатам исследования пластовое давление составило 60,9 МПа. Текущее забойное давление составило 49,9 МПа, что выше значения давления насыщения, принятого по данному горизонту.

Согласно результатам исследований 2024г текущее пластовое давление по скважине №41 составляет 40,8 МПа, при этом замеренное давление по скважине №46 составляет 60,9 МПа. Такое различие энергетической характеристики разных частей залежи III объекта в первую очередь обусловлено тем, что скважина №46 была введена в неразрабатываемую часть залежи и попала в начальные условия залежи, так как расстояние между скважинами составляет порядка 875м. Однако различия в энергетической характеристике различных частей залежи могут быть обусловлены наличием разлом f7, который имеет амплитуду около 25 метров и может выступать в качестве непроницаемой границы. Также следует отметить наличие различий фильтрационно-емкостных свойств коллекторов частей залежи

разделенных разломом, так как проницаемость по новой пробуренной скважине №46 составляет 22,1 мД, что значительно отличается от показателей проницаемости, полученным по скважинам №41 и №43, проницаемость по которым кратно ниже. Дальнейшее проведение исследований в большем количестве скважин позволит более детальном уточнить закономерности распределения ФЕС коллекторов и гидродинамическую характеристику залежи.

За отчётный период на месторождении было проведено 4 МУО в трёх скважинах — №№ 40, 41 и 46. С целью определения оптимального режима скважин в условиях забойного давления на уровне давления насыщения рекомендуется проводить во всех новых скважинах, вводимых из бурения, МУО не менее чем на 6-ти режимах. При условии в 3-х режимах выше давления насыщения в 3-х режимах ниже давления насыщения.

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

Месторождение Лактыбай введено в пробную эксплуатацию в 1999г скважинами №№27, 32, 34, 37, которые эксплуатировали залежи I и II продуктивных горизонтов каменноугольной системы.

В 2003г была выполнена «Технологическая схема разработки месторождения Лактыбай».

В 2018 году был выполнен «Анализ разработки...» согласованный Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки МЭ РК (Протокол ЦКРР № 4/8 от 16.11.2018г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2018-2020гг.

Согласно утвержденному проектному документу на месторождении Лактыбай выделены 3 эксплуатационных объекта:

- I объект – I горизонт (I блок);
- II объект – II горизонт (I, II блоки);
- III объект – IV горизонт (II блок);

В настоящее время разработка месторождения Лактыбай осуществляется согласно отчету «Анализ разработки месторождения Лактыбай», выполненному в 2025г, рассмотренный и утвержденный на заседании ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР РК №25/2 от 28.04.2022г).

Согласно утвержденному 2 варианту разработки предусматривается продолжение разработки месторождения путем бурения семи добывающих скважин в 2025-2032 годах, в т.ч. с реализацией технологии одновременнораздельной эксплуатации и перевода под закачку трех добывающих скважин в целях увеличения эффективности разработки продуктивных залежей и достижения коэффициента извлечения нефти:

I объект

- в 2022г – ввод из БД скважин 32, 40;
- в 2023г – перевод добывающей скважины 32 под нагнетание;
- в 2025г – бурение добывающей скважины 45;
- в 2026г – бурение добывающей скважины 47;

II объект

- в 2023г – ввод из (БД) скважин 34, 43;
- в 2023г – бурение добывающей скважины 46 с реализацией технологии ОРЭ совместно с III объектом;
- в 2024г – ввод из БД скважины 27 и перевод под нагнетание;
- в 2024г – бурение добывающей скважины 48;

III объект

- 2023г – бурение добывающей скважины 46 с реализацией технологии ОРЭ.

Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки

По состоянию на 01.01.2026г на месторождении Лактыбай фонд скважин составляет 14 единиц (14, 15, 16, 27, 28, 32, 34, 36, 37, 39, 40, 41, 43, 46). Из них эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 8 ед. (27, 32, 34, 37, 40, 41, 43, 46), в том числе действующий – 4 ед., из которых скважина 40 эксплуатируются на I объекте (I продуктивный горизонт), скважина 37 эксплуатируются на II объекте (II продуктивный горизонт) и скважины 41, 46 эксплуатируются на III объекте (IV продуктивный горизонт). В бездействии находятся скважины 27, 32, 34, 43. Ликвидированный фонд составляет 6 ед. Добывающие скважины 37 и 40 эксплуатируются механизированным способом с помощью УЭЦН, скважина 41 эксплуатируется фонтанным способом. Характеристика фонда скважин представлена в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1 – Структура пробуренного фонда скважин месторождения Лактыбай по состоянию на 01.01.2026г

Фонд	Категория		Объекты			Всего
			I объект (I горизонт)	II объект (II горизонт)	III объект (IV горизонт)	
Эксплуатационный фонд добывающих скважин	в т.ч. действующих, шт.		1	1	2	4
	из них	фонт.	-	-	2 (41,46)	2
		ЭЦН	1 (40)	1 (37)	-	2
	дающих продукцию, шт.		1	1	2	4
	в простое, шт.		-	-	-	
	в бездействии, шт.		1 (32)	3 (27, 34, 43)	-	4
	Всего, шт.		2	4	2	8
Фонд ликвидированных скважин	по геологическим причинам, шт.		6 (14, 15, 16, 28, 36, 39)			6
	Всего, шт.		6			6
Фонд водозаборных скважин			1			1
Итого пробуренный фонд, шт.			15			

Ниже приводится краткая характеристика работы скважин.

Скважина 27 пробурена до глубины 4515 м. В январе и марте 1993г после перфорации интервалов 3941-3959м и 3972-3983м II горизонта были получены фонтанные притоки нефти со среднесуточным дебитом 86 и 90 м³/сут соответственно при диаметре штуцера 3 мм. В пробную эксплуатацию данная скважина вступила на II объект в ноябре 1999г. Первоначальный среднесуточный дебит нефти составил 65,8 т/сут. Из динамики наблюдается снижение продуктивности за весь срок эксплуатации скважины. Вероятно, призабойная зона скважины загрязнена, так как результаты ГДИС, проведенные в 2003 и 2006гг показывают положительный скин-эффект. В феврале 2005г были проведены работы по очистке НКТ от АСПО с закачкой ингибитора и парафинорезкой до глубины 2500м.

После мероприятия скважина из-за поступления породы из призабойной зоны перестала фонтанировать, и находилась в бездействии до февраля 2006г. После очистки от породы скважина начинает фонтанировать с постепенным снижением дебита нефти. В январе 2010г скважина проработала всего 2 дня, после чего перестала давать продукцию, тогда же в скважине произвели очистку НКТ от парафина парафинорезками до глубины 1500м. На дату отчета скважина находится в бездействующем фонде по причине выноса песка из перфорированной зоны и отсутствия притока жидкости.

Накопленная добыча на 01.01.2026г составляет 73,4 тыс. т нефти и 5,4 млн. м³ газа. На рисунке 3.2.1 представлена динамика работы скважины с проведенными ГТМ.

Согласно плану по вводу бездействующих скважин по скважине №27, в сентябре 2024 года пытались вернуть скважину №27 в добывающей фонд. Во время проведения КРС в пределах глубины 3950м были неоднократные посадки. Также при промывке скважины получали шлам и песок. 21.09.2024г провели ГИС контроль с целью определения качества цементирования и технического состояния колонны. По данным ЭМДС в интервале 2555,4-2557,3 отмечается аномальное поведение кривых метода, свидетельствующее о наличии нарушения целостности эксплуатационной колонны. Также в пределах интервала 2653-2656м отмечается разгерметизации колонны.

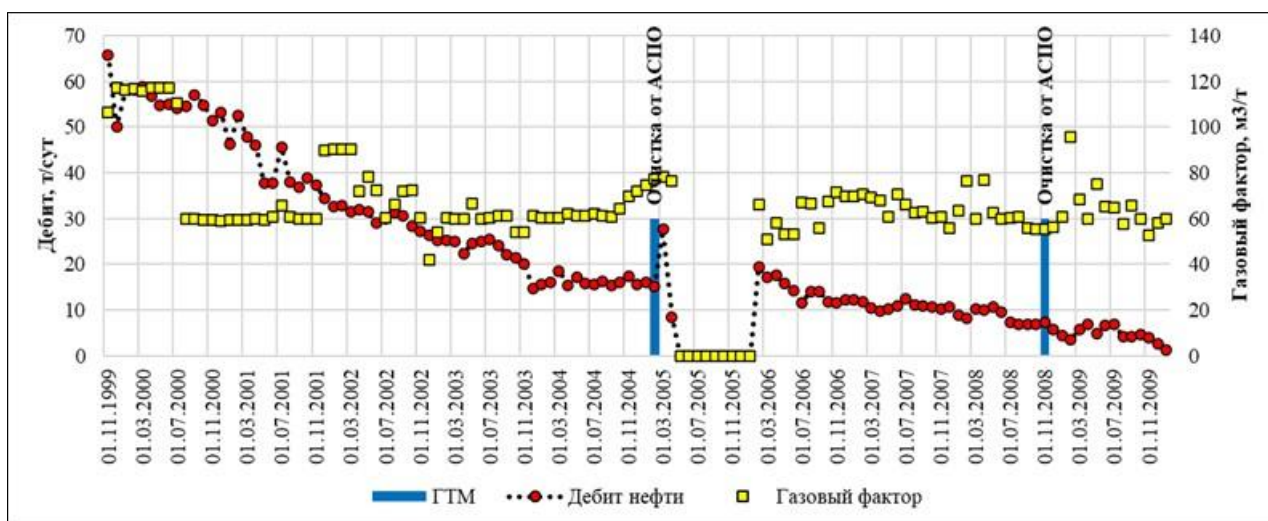


Рис. 3.2.1 - График эксплуатации скважины 27

Скважина 32 пробурена до глубины 5090м. В эксплуатацию скважина введена в июле 1997г с дебитом нефти 64,7 т/сут в интервалах перфорации 4540-4560м горизонта I.

Как видно из рисунка 3.1.2, с января 2003г по июль 2005г наблюдается стабильный уровень добычи и дебита нефти скважины. В августе 2005г после проведения соляно-кислотной обработки в скважине дебит нефти увеличился с 16,0 до 124,3 т/сут, высокий приток получен при 5 мм штуцере. Максимальная добыча нефти 20,4 тыс.т была достигнута в 2006г, при среднегодовом дебите нефти 57,2 т/сут, добыча газа составила 1,3 млн.м³.

В 2007г добыча нефти снижается на 46% и составляет 11,1 тыс. т. Это объясняется снижением эффекта соляно-кислотной обработки, проведенной в августе 2005г. В результате проведения в октябре 2006г КГРП увеличения дебита скважины не наблюдается. В декабре того же года производится соляно-кислотная обработка ПЗС. Наблюдается незначительное реагирование на мероприятие в виде увеличения дебита нефти. Проведение этих мероприятий позволило замедлить снижение дебита скважины. В 2008г с дебитом нефти 24,8 т/сут и газовым фактором 65,9 м³/т было добыто 9 тыс. т нефти и 0,594 млн. м³ попутного газа. В 2009г наблюдается продолжение темпа снижения отбора, который составляет 7,2 тыс. т нефти. В 2010г добыча нефти по скважине составила 5,2 тыс.т, газа - 0,335 млн.м³ при среднем дебите нефти - 14,1 т/сут и газовом факторе - 65,0 м³/т. В феврале 2011г скважина переведена в бездействующий фонд по причине слабого притока. В декабре 2012г были проведены работы по переводу скважины на механизированный способ эксплуатации. Скважина введена в эксплуатацию при помощи ШГН 7 января 2013г с дебитом 5,8 т/сут. После перевода в ШГН скважина работала стабильно до 2016г. В декабре 2015г дебит нефти снизился с 15 до 8 т/сут. В первом квартале 2016г в скважине провели КРС, но увеличения дебита нефти не получено, что впоследствии скважину перевели в бездействующий фонд. В октябре 2016г в скважине поменяли способ эксплуатации со штангового насоса на более мощную по производительности электроцентробежный насос. После пуска на ЭЦН скважина введена с дебитом нефти 52 т/сут, последующие месяцы после оптимизаций работы насоса скважина стабилизировалась на дебите нефти 25 т/сут. В 2020 г. был проведен гидроразрыв пласта с закачкой 34 т проппанта. При освоении скважины после ГРП возникли технические неисправности с подъемным оборудованием. На дату отчёта скважина находится в бездействии по причине прихвата подъемного оборудования.

По состоянию 01.01.2026г по данной скважине накопленная добыча нефти составляет – 144,4 тыс.т, газ – 9,1 млн.м³.

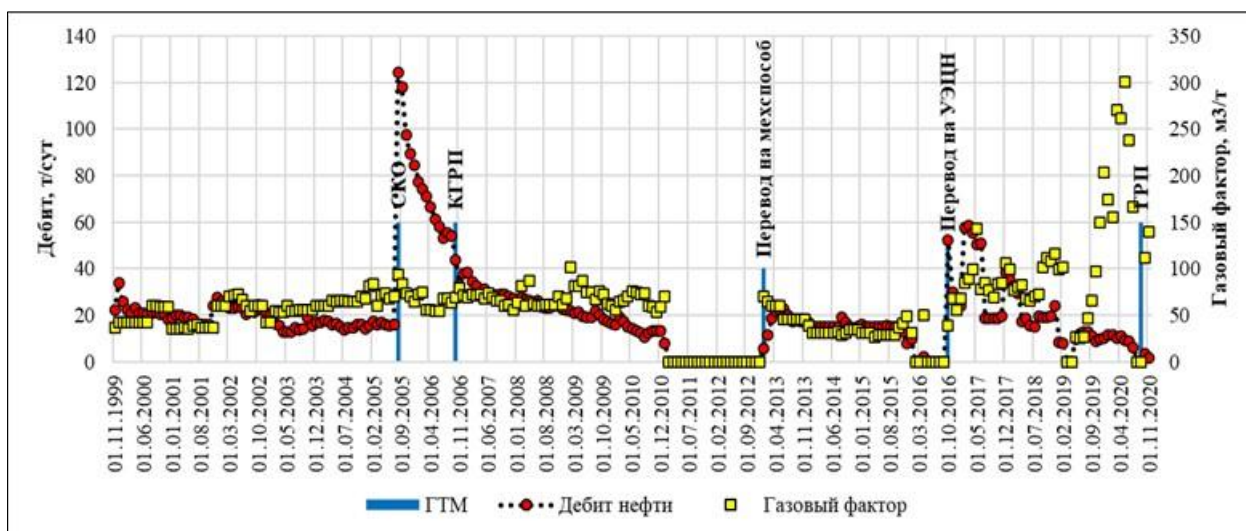


Рис. 3.2.2 - График эксплуатации скважины 32

Скважина 34 введена из бурения в 1994г, с фактической глубиной 5010 м. В результате перфорации и опробования интервалов 4500-4525, 4532-4535, 4542-4575, 4595-4612м в феврале-апреле 1995г был получен фонтанный приток нефти со среднесуточным дебитом 1,6 м3/сут. Скважина вступила в эксплуатацию в ноябре 1999г с первоначальным дебитом нефти 20,3 т/сут на II горизонт. Как видно из рисунка 3.1.3, наблюдается работа скважины со стабильным дебитом нефти за весь период эксплуатации. В конце ноября 2010г скважина перестала давать продукцию. Были проведены работы по очистке внутренней полости НКТ до глубины 4000м парафинорезками от 42 до 52 мм. От очистки результаты не получены. Вероятно, забита нижняя часть НКТ в районе постоянного эксплуатационного пакера. После неоднократных открытий, набора давления в трубном пространстве скважина вновь заработала с 5 апреля 2011г. В ноябре 2013г были проведены работы по переводу скважины на механизированный способ эксплуатации. Скважина введена в эксплуатацию при помощи ШГН в декабре 2013г с дебитом 27,1 т/сут. Как видно из рисунка 5.1.3, после перевода на ШГН наблюдается увеличения дебита нефти на 15,8 т/сут. В ноябре 2017г в скважине проведена СКО, после проведения в скважине поменяли способ эксплуатации со штангового насоса на электроцентробежный насос. После запуска скважина отработала 11 часов и УЭЦН автоматический отключился. При подъеме УЭЦН лифт спущенных в скважину труб НКТ с электронасосом оказался в прихваченном состоянии. Попытки освободить лифт НКТ установкой 15% соляно-кислотной ванны в затрубном пространстве не дали положительных результатов. На дату отчета скважина находится в бездействующем фонде.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2026г составляет 87,6 тыс. т нефти и 5 млн.м3 газа.

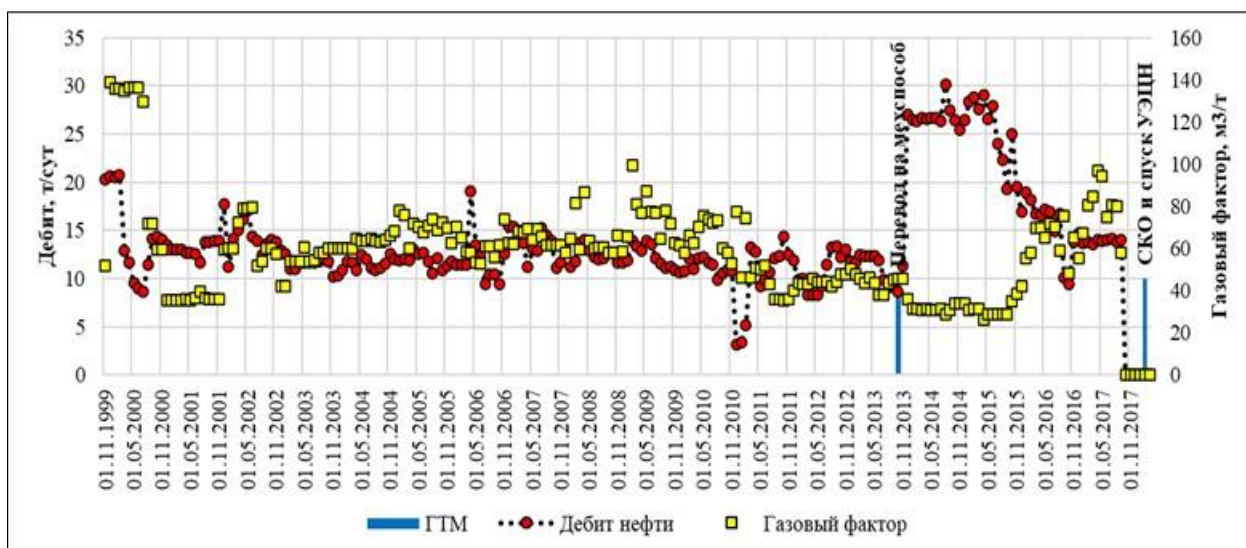


Рис. 3.2.3 - График эксплуатации скважины 34

Скважина 37 пробурена до глубины 4171 м. Действующий интервал перфорации 3954-3980м, из которой в ноябре 1994г при опробовании был получен фонтанный приток нефти со среднесуточным дебитом нефти 118,8 м³/сут. Ввод скважины в эксплуатацию осуществлен в июле 1997г на II горизонт. Скважина является наиболее продуктивной и на нее приходится максимальная добыча нефти по месторождению. С начала разработки по скважине было отобрано 69% от всей суммарной добычи месторождения. Из динамики технологических показателей эксплуатации наблюдается постепенное снижение продуктивности, начиная с января 2003г. Среднесуточный дебит нефти снижается от 172,4 т/сут (январь 2003г) до 77 т/сут (апрель 2013г). Текущий газовый фактор составляет 93 м³/т. В декабре 2015г в связи с снижением пластового давления скважина была переведена на механизированный способ эксплуатации при помощи ШГН, также проведена промывка ПЗС сульфанолам, что положительно повлияло на производительность скважины, дебит нефти вырос с 9,7 до 32 т/сут. В октябре 2016г произвели смену способа эксплуатации на ЭЦН с пусковым дебитом нефти 96,5 т/сут. В 2020г был проведен ГРП, после проведения был получен прирост дебита в 74 т/сут. Дебит до ГРП составлял 18т/сут, после ГРП работает дебитом нефти 85,8 т/сут. Суммарная доп.добыча составила 28,6 тыс.т нефти. На дату отчета скважина работает с текущим дебитом нефти – 95,6 т/сут и газовым фактором 90 м³/т.

Накопленная добыча на 01.01.2026г составляет – 871,7 тыс.т нефти и 95,1 млн.м³ газа.

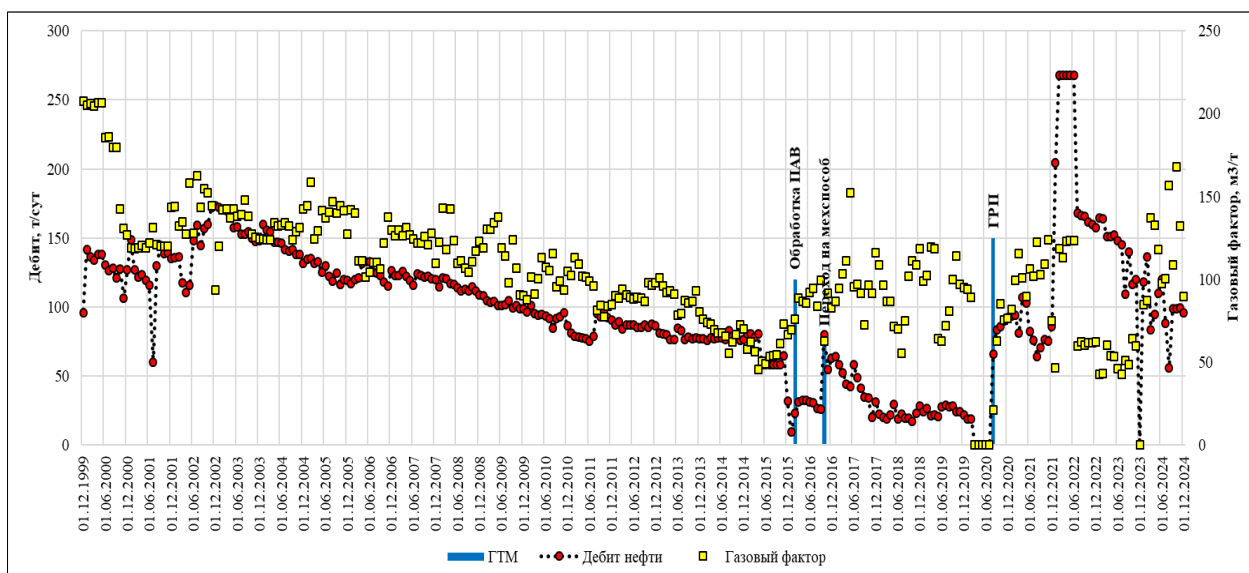


Рис. 3.2.4 - График эксплуатации скважины 37

Скважина 40 введена в эксплуатацию в ноябре 2010г с начальным дебитом 27,5 т/сут на режиме 7 мм с интервалами перфорации 4348-4351м, 4355-4359м, 4363-4372м, 4376-4380м, 4384-4387м, относящимися к I горизонту. За 2 месяца 2010г было добыто 1,1 тыс.т нефти и 0,057 млн м³ газа.

В 2011г по скважине 40 было добыто 7,6 тыс. т нефти и 0,353 млн.м3 попутного нефтяного газа при среднем дебите нефти 21,0 т/сут и газовом факторе 46,3 м3/т. Добыча нефти в период с января по октябрь 2012г составила 5,6 тыс. т, добыча попутного нефтяного газа – 0,230 млн.м3, при среднем дебите 20,1 т/сут и газовом факторе 40,9 м3/т.

В апреле 2011г в скважине проведено исследование по определению профиля притока. Согласно результатам PLT, приток поступал из интервала 4475-4476м относящиеся к I горизонту из спец. отверстия в эксплуатационной колонне.

В октябре 2012г скважина остановлена для проведения перфорации в интервале 4468-4482м в результате проведенного профиля притока. В декабре 2012г в скважине проведена кислотная обработка с применением гибких НКТ. В мае 2013г скважина вступила в эксплуатацию механизированным способом с дебитом нефти 14,9 т/сут и газовым фактором 42,4 м3/т.

В июле 2021г скважина была остановлена на КРС из-за неполадок с насосным оборудованием. В 2023г скважина введена в эксплуатацию с дебитом нефти 17,8 т/сут.

Также стоит отметить, что в 2021-2023г после простоя скважины №40 скважина начала эксплуатироваться с забойным давлением в диапазоне от 7,4 до 22,0 МПа, в среднем забойное давление составило 13 МПа при давлении насыщения в 10 МПа, что могло сказаться на снижении ГФ. Однако скважина эксплуатируется при ГФ ниже утвержденного газосодержания, в связи с чем недропользователю рекомендуется проведение контрольных

замеров ГФ.

На рисунке 3.1.5 представлена динамика показателей скважины 40. На дату отчета накопленный отбор нефти составил 45,8 тыс.т, газа – 3,1 млн.м³.

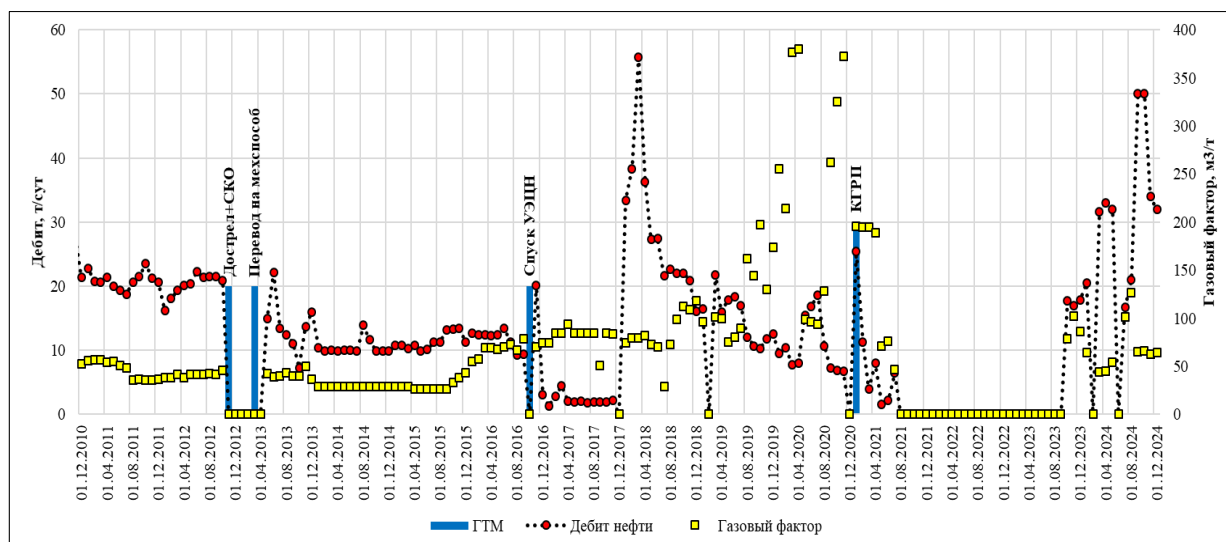


Рис. 3.2.5 – График эксплуатации скважины 40

Скважина 41 пробурена до глубины 4115м. Ввод скважины в эксплуатацию осуществлен в декабре 2013г. Начальный дебит нефти составил 23,7 т/сут. Действующий интервал перфорации 3862-3876м (II горизонт). В июне 2016г были начаты работы по переводу скважины 41 со II горизонта на нижележащий IV горизонт. В июле производили работы по изоляции верхнего горизонта (интервал перфорации 3862-3876м) для последующего перехода на нижележащий горизонт. При переходе на нижележащий горизонт произошла авария – прихват колонны НКТ из-за оседания твердой фазы бурового раствора. Авария ликвидирована в июне 2017г. После ликвидации аварии разбурили пакер-пробку и провели работы по вызову притока. Перфорация проведена в интервале 4006-4082м.

На 01.01.2026г текущий дебит нефти составляет – 26,0 т/сут, газовый фактор – 150 м³/т. Накопленная добыча нефти составила – 212,5 тыс.т, газ – 22,3 млн.м³.

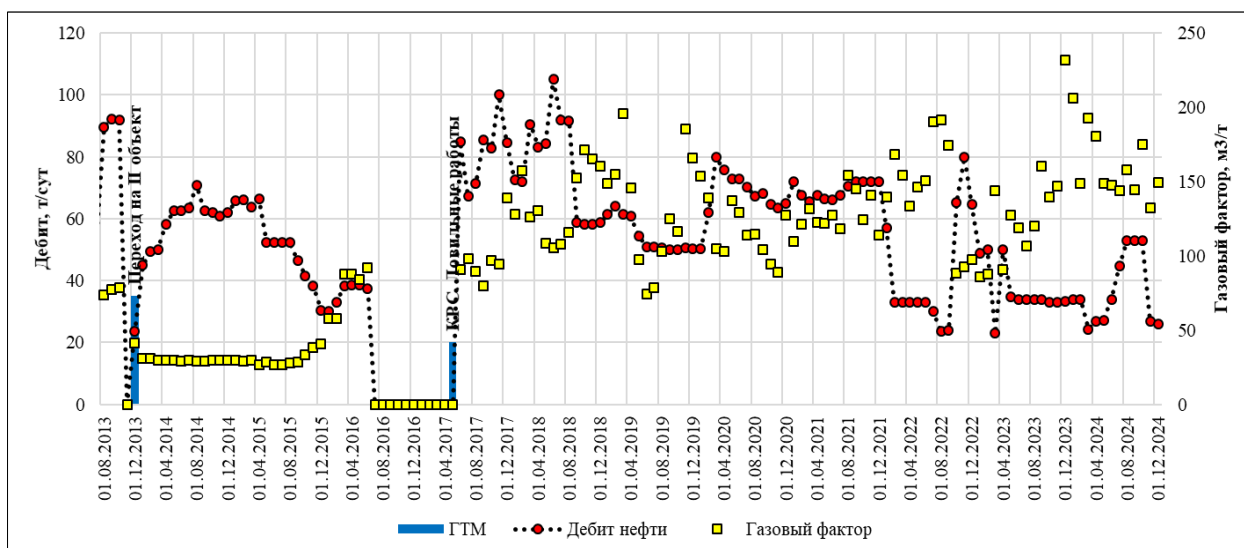


Рис. 3.2.6 - График эксплуатации скважины 41

Скважина 43 пробурена до глубины 4115м. Ввод скважины в эксплуатацию осуществлен в феврале 2015г механизированным способом ШГН с интервалом перфорации 3824-3838м на II горизонт. Начальный дебит нефти составил 22,3 т/сут. После трех месяцев добычи нефти с помощью ШГН, скважина начала работать фонтанным способом, который продолжался в течение пяти месяцев, дебит нефти увеличился до 41 т/сут. В октябре 2015г скважину снова запустили на ШГН с пусковым дебитом нефти 24 т/сут. В июне 2016г произвели смену способа эксплуатации на ЭЦН, дебит нефти увеличился в среднем на 6-7 т/сут. На дату отчёта скважина находится в бездействии. Причиной послужило смещение пакера, произошедшее в процессе проведения гидроразрыва пласта (ГРП) в ноябре 2020 года.

На дату отчета накопленная добыча нефти составляет – 45,4 тыс.т, газа – 3,5 млн.м³.

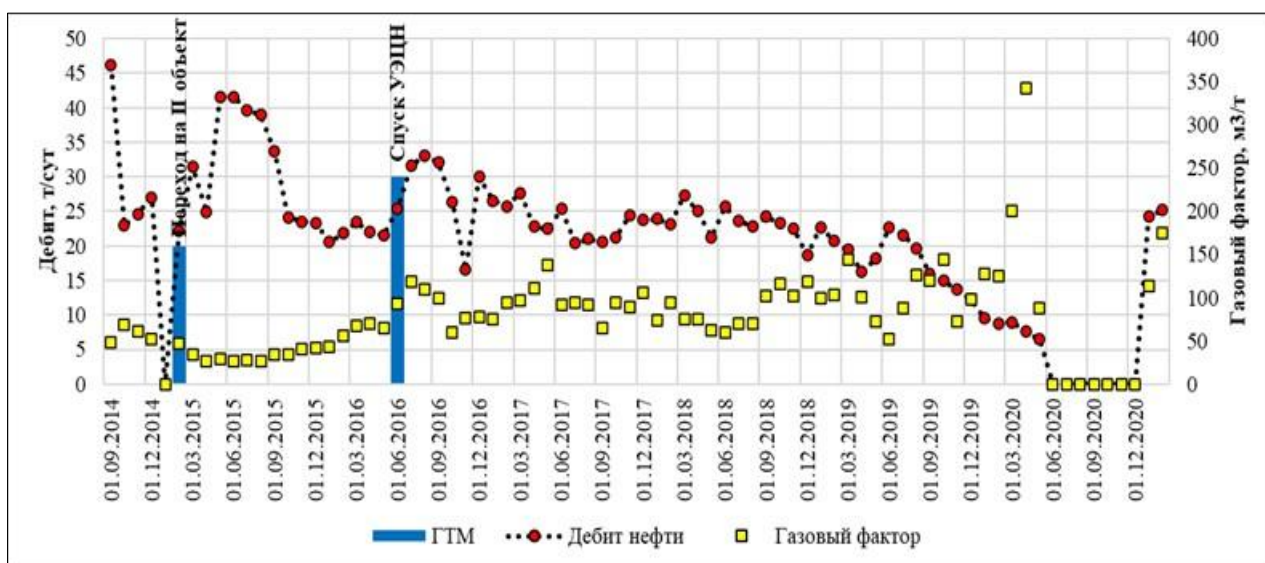


Рис. 3.2.7 – График эксплуатации скважины 43

Скважина 46 ввелась в эксплуатацию в сентябре 2024г с начальным дебитом нефти 66,7 т/сут. На дату отчета скважина работает с дебитом нефти 178 т/сут, газовый фактор - 67 м³/т.

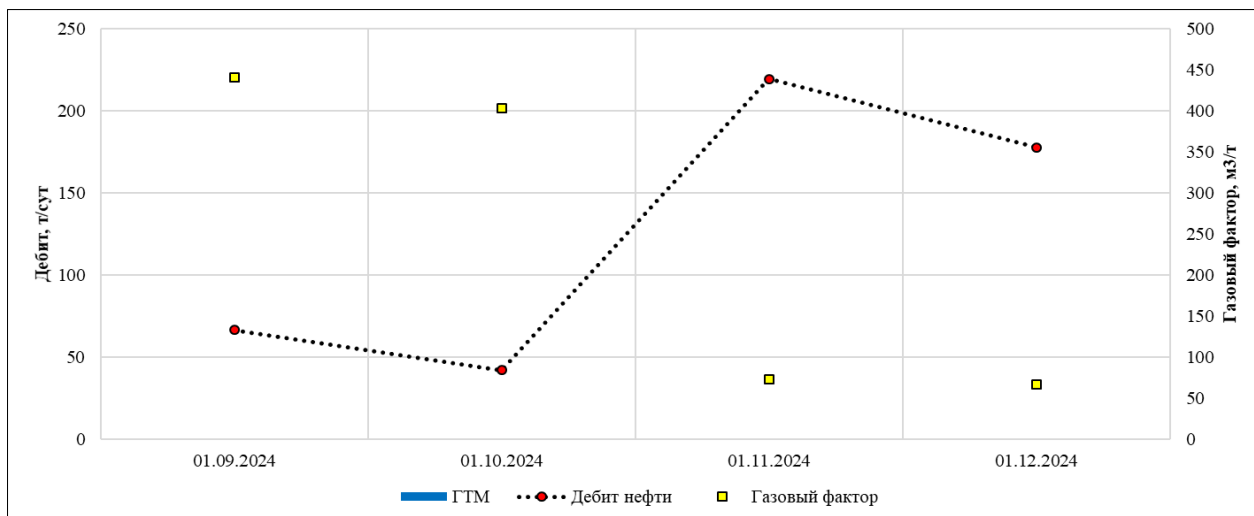


Рис. 3.2.8 – График эксплуатации скважины 46

Анализ технологических показателей и текущего состояния разработки

На промышленном этапе освоения месторождение начало разрабатываться на основании Технологической схемы разработки 2003г. В настоящее время разработка месторождения Лактыбай осуществляется согласно отчету Анализ разработки 2024г. В данном разделе приведены фактические технологические показатели разработки за 2021-2024гг.

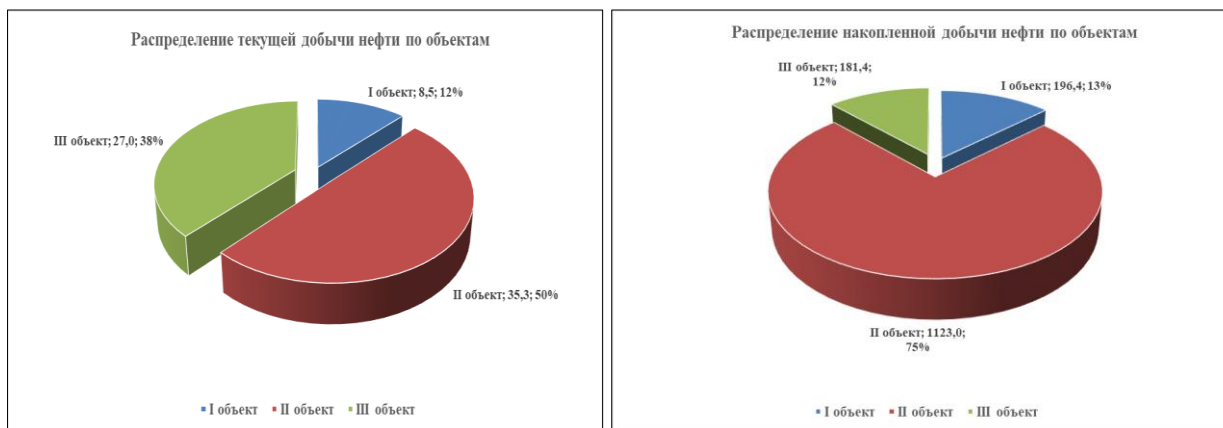


Рис. 3.2.9 – Распределение добычи нефти по объектам на 01.01.2026г

I объект

Доля объекта в общем объеме накопленной добычи нефти с начала разработки по месторождению составляет 12%. В таблице 3.2.1 представлены основные показатели разработки I объекта. На рисунке 3.2.2 представлена динамика основных технологических показателей разработки I объекта. Как видно из рисунка добыча нефти показывает стабильный уровень.

Максимальная добыча нефти была достигнута в 2005-2006гг, что связано с

проведением оптимизационных работ (штуцер увеличен с 2 на 5) по скважине 32. После этого наблюдается постепенное снижение добычи и дебит нефти. В ноябре 2010г добыча нефти увеличивается за счет новой скважины 40, введенной из бурения. В феврале 2011г скважина переведена в бездействующий фонд по причине снижения дебита нефти до 7,9 т/сут. Однако за счет полноценной работы скважины 40 в 2011г снижающая тенденция добычи нефти не наблюдается.

В 2020г. добыча нефти составила 4,9 тыс.т, добыча газа составила 1,033 млн.м3. КИН составляет 0,139 доли ед. Выработанность запасов составила 44,2%.

За 2021г добыча по объекту составила 1 тыс.т нефти и 0,2 млн.м3 газа. Снижение добычи нефти связано с простоем скважин в ожидании освоения после проведенного ГРП.

В 2022г добычи на объекте не ввелась ввиду бездействия скважины 32 по причине прихвата подъемного оборудования. С начала разработки по объекту добыто 186,3 тыс.т нефти, 12 млн.м3 газа. КИН составляет 0,14 доли ед. Выработанность запасов составила 44,5%.

В 2023г добыча нефти составила 1,5 тыс.т, добыча газа составила 0,135 млн.м3. Коэффициент эксплуатации за 2023г составил 0,93 д.ед. при коэффициенте использования равной 0,16 д.ед.

За 2024г добыча нефти составила 8,5 тыс.т, добыча газа 0,568 млн.м3. Текущий КИН составляет 0,15 доли ед.

Накопленная добыча нефти по объекту составляет 196,4 тыс.т, что соответствует значению текущего КИН равному 0,15 доли ед. и выработке запасов в 46,86%. Накопленная добыча растворенного газа по данному объекту составляет 12,73 млн.м3. Остаточные извлекаемые запасы нефти данного объекта оцениваются в 222,6 тыс.т.

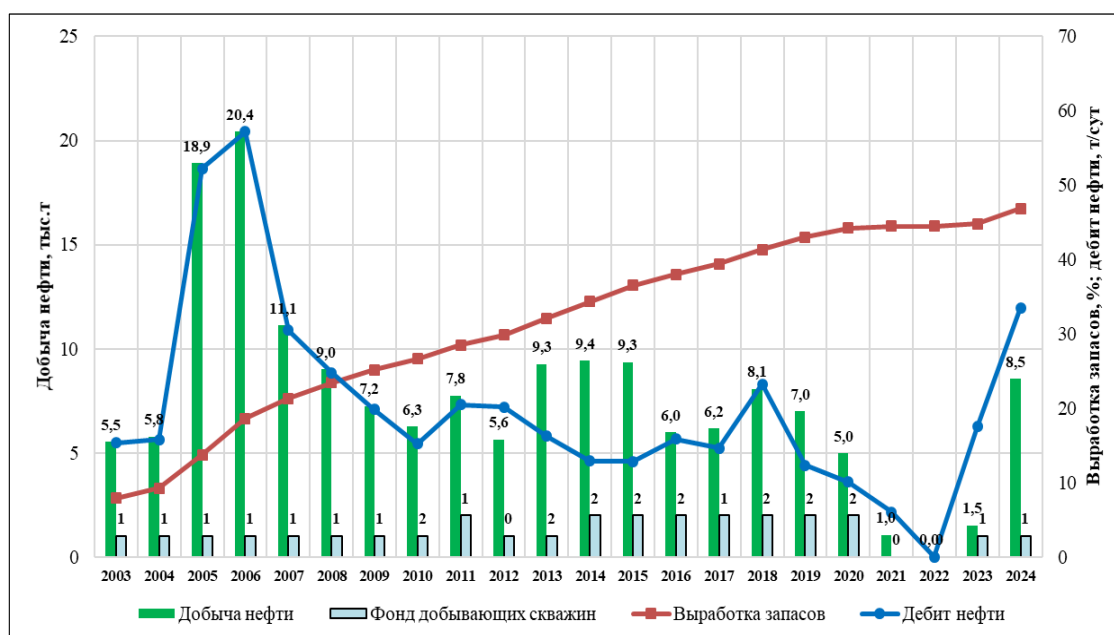


Рис. 3.2.10- График разработки I объекта

II объект

По данному объекту с начала разработки добыто: нефти – 1087,8 тыс.т, газа – 106,6 млн.м³, разработка ведется на естественном режиме истощения пластовой энергии. Остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 405,2 тыс.т, выработанность запасов – 72,9%, текущий КИН 0,229 д.ед. В эксплуатационном фонде по состоянию на 01.07.2024г находятся 4 добывающие скважины, в том числе 1 действующая добывающая скважина. Динамика основных показателей разработки II эксплуатационного объекта представлена на рисунке 3.2.3 и в таблице 3.2.2.

Максимальный отбор нефти 69,2 тыс.т по объекту был достигнут в первом же году (2003г) промышленной разработки. В 2004г добыча нефти составила 63,0 тыс.т при среднем дебите нефти 57,7 т/сут и газовом факторе 119,4 м³/т.

В 2020г добыча нефти составила 13,7 тыс.т, добыча газа составила 1,087 млн.м³. КИН составляет 0,204 доли ед. Выработанность запасов составила 64,9%.

В 2021г было отобрано 29,1 тыс.т нефти и 3 млн.м³ газа. Коэффициент эксплуатации составил 0,8 доли единиц.

За 2022г добыча составила 43 тыс.т нефти и 3,2 млн.м³ газа. Среднегодовой дебит составил 183,8 т/сут. при коэффициенте эксплуатации скважин – 0,64 доли единиц.

За 2023г добыча нефти по II объекту составила 46,3 тыс.т. Значительное увеличение уровня добычи связано с успешно проведенным гидроразрывом пласта в скважине №37 в 2020г. Дебит нефти по данной скважине после ГРП составил 93 т/сут, при дебите до проведения данного мероприятия в 18 т/сут.

За 2024г скважиной №37 добыто 35,3 тыс.т нефти и 4,01 млн.м³ газа, при среднем дебите нефти 99,9 т/сут и газовом факторе 90 м³/т.

На дату отчета по II объекту накопленная добыча нефти составила 1123,0 тыс.т, жидкости – 1123,4 тыс.т, растворенного газа – 110,620 млн.м³, КИН равен 0,237 доли

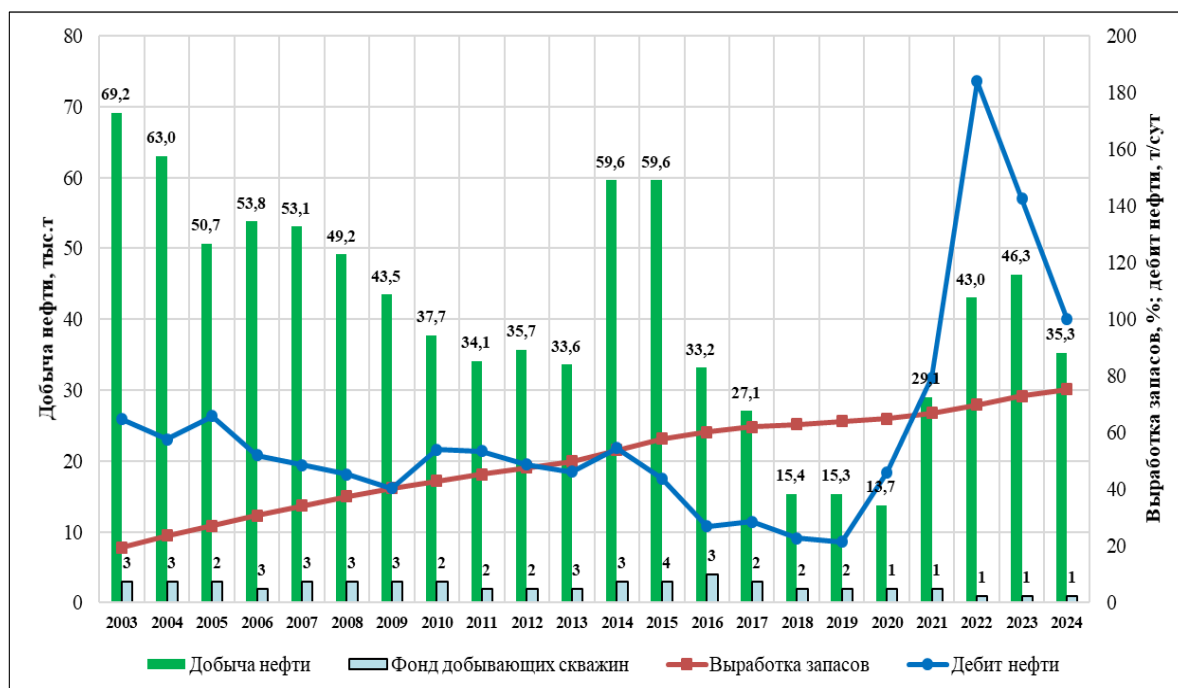


Рис. 3.2.11 - График разработки II объекта

III объект

Данный объект вступил в разработку в 2017г, после перевода скважины №41, согласно «Аналізу разработки...» (2016г). Скважина вступила в эксплуатацию с начальным дебитом нефти 85 т/сут.

В 2020г добыча нефти составила 24,4 тыс.т, добыча газа составила 2,852 млн.м3. КИН составляет 0,023 доли ед. Выработанность запасов составила 23,0%.

За 2021г отобрано 25,3 тыс.т нефти и 3,2 млн.м3 газа. Объект разрабатывается скважиной 41, средний дебит по которому составил 69,3 т/сут. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составили 5,8 и 7,6% соответственно.

За 2022г добыча нефти по данному объекту составила 15,5 тыс.т, газа – 2 млн.м3 при фонде скважин 1 ед., выработанности запасов 32,4% и коэффициенте извлечения нефти – 0,032 д.ед.

В 2023г по данному объекту отобрано 13,4 тыс.т нефти, при среднегодовом дебите 36,7 т/сут. Добыча газа составляет 1,7 млн.м3, при газовом факторе 125,4 м3/т. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составляет 3,1%, темп отбора от текущих извлекаемых запасов – 4,6%.

За 2024г по III объекту добыто 27,0 тыс.т нефти и 3,62 млн.м3 газа. В сентябре 2024 скважина № 46 ввелась в эксплуатацию с дебитом нефти 66 т/сут. На дату отчета работает с дебитом нефти 180 т/сут.

Накопленная добыча нефти на дату отчета составляет 181,4 тыс.т, газа – 22,230 млн.м3. Текущий КИН составляет 0,042 д.ед.

Динамика основных показателей разработки III эксплуатационного объекта

представлена в таблице 3.2.3 и графически на рисунке 3.2.4.

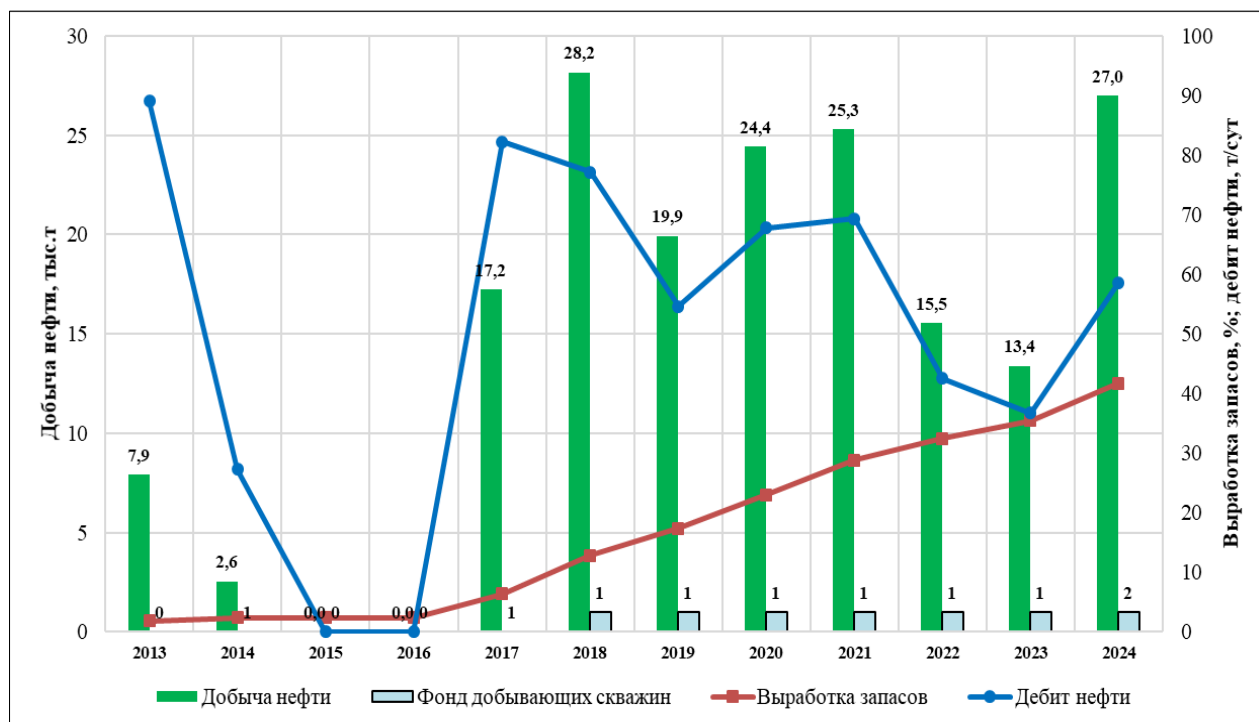


Рис. 3.2.12 - График разработки III объекта

По месторождению в целом

На дату составления настоящего отчета в целом по месторождению накопленная добыча нефти составляет 1500,8 тыс.т, газа – 145,578 млн.м3.

За 2024г добыча нефти составила 70,8 тыс.т. Среднегодовой дебит нефти составил – 66,2 т/сут. Текущий КИН достиг 0,144 доли ед.

На рисунке 5.2.5 представлена динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению. Как видно из рисунка с начала реализации «Технологической схемы...» после 2003г максимальный отбор нефти (74,2 тыс.т) был достигнут в 2006г за счет успешного проведения СКО по скважине 32. После этого наблюдается снижающая тенденция добычи нефти до декабря 2013г. С января 2014г наблюдается увеличение объема добычи нефти, что связано в первую очередь, с вводом новой добывающей скважины 41 из бурения. Также из динамики видно, что в марте 2015г получен наибольший объем добычи нефти. Этому способствовал ввод в эксплуатацию новой пробуренной скважины 43. За счет ввода данной скважины месячная добыча нефти увеличилась от 5,8 тыс.т до 7,0 тыс.т

Следует отметить, что на дату составления отчета все скважины дают безводную нефть. Разработка месторождения осуществляется на естественном режиме истощения без поддержания пластового давления. В таблице 3.2.5 представлена динамика основных показателей разработки в целом по месторождению.

Коэффициент эксплуатации за последние полные годы варьирует от 0,85 до 0,94

доли ед., здесь основным отрицательным фактором является бездействие скважин 27, 32, 34, 43 и периодическая эксплуатация добывающих скважин. Рис. 3.2.5 - График разработки по месторождению в целом

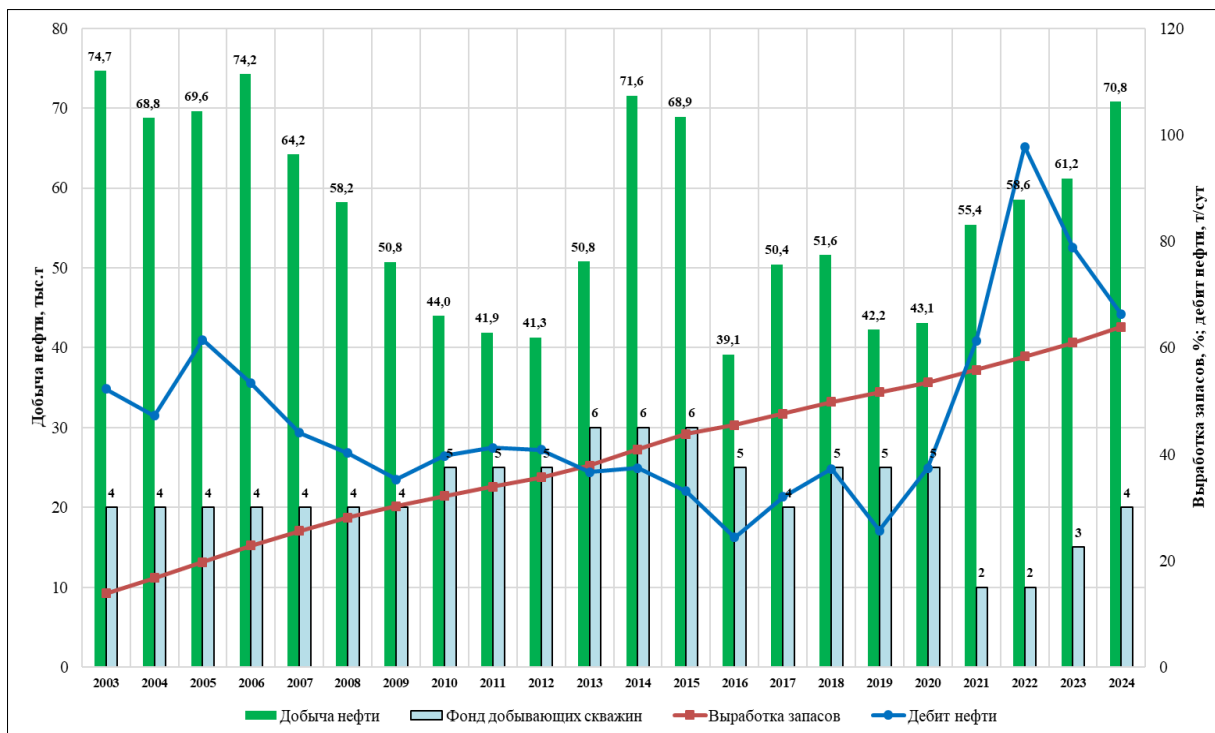


Рис. 3.2.13- График разработки по месторождению в целом

Таблица 3.2.2 – Динамика основных показателей разработки I объекта

№ № п/п	Показатели	Годы			
		2021	2022	2023	2024
1	Добыча нефти, тыс.т	1,0	0,0	1,5	8,5
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	186,3	186,3	187,8	196,4
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,140	0,140	0,141	0,148
4	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,1	0,0	0,1	0,6
5	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,2	0,0	0,4	2,0
6	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	0,4	0,0	0,6	3,7
7	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	44,5	44,5	44,8	46,9
8	Добыча газа, млн.м ³	0,170	0,000	0,135	0,568
9	Накопленная добыча газа, млн.м ³	12,026	12,02	12,16	12,73
10	Газовый фактор, м ³ /т	162,9	-	89,4	66,4
11	Добыча жидкости, тыс.т	1,1	0,0	1,5	8,6
12	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	186,4	186,4	187,9	196,5
13	Обводненность продукции (по весу), %	8,9	0,0	1,4	0,1
14	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	0,0	-	0,0	0,0
17	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накоп. %	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	0	0
19	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0
20	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0
21	<i>в т.ч.: под закачку</i>	0	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	2	2	2
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	0	0	1	1
24	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0
25	<i>в т.ч.: из добывающего фонда</i>	0	0	0	0
26	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0
28	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0
29	Среднесуточный дебит одной добывающей скв., т/сут: по нефти	6,0	0,0	17,5	33,5
30	по жидкости	6,6	0,0	17,8	33,5
31	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	-	-	-
32	по жидкости	-	-	-	-
33	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	-	-	-	-
34	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,72	0,00	0,93	0,70
35	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	-	-	-

Таблица 3.2.3 – Динамика основных показателей разработки II объекта

№ № п/п	Показатели	Годы			
		2021	2022	2023	2024
1	Добыча нефти, тыс.т	29,1	43,0	46,3	35,3
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	998,4	1041,5	1087,8	1123,0
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,211	0,220	0,229	0,237
4	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,6	0,9	1,0	0,7
5	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,9	2,9	3,1	2,4
6	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	5,5	8,7	10,3	8,7
7	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	66,9	69,8	72,9	75,2
8	Добыча газа, млн.м ³	2,962	3,175	2,359	4,069
9	Накопленная добыча газа, млн.м ³	101,017	104,192	106,551	110,620
10	Газовый фактор, м ³ /т	101,9	73,7	51,0	115,4
11	Добыча жидкости, тыс.т	29,2	43,1	46,3	35,3
12	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	998,7	1041,8	1088,1	1123,4
13	Обводненность продукции (по весу), %	0,4	0,0	0,0	0,1
14	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	0	0
19	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0
20	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0
21	<i>в т.ч.: под закачку</i>	0	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	4	4	4
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1
24	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0
25	<i>в т.ч.: из добывающего фонда</i>	0	0	0	0
26	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0
28	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0
29	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	79,5	183,8	142,5	99,9
30	по жидкости	79,9	183,8	142,5	100,1
31	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	-	-	-
32	по жидкости	-	-	-	-
33	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	-	-	-	-
34	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,80	0,64	0,89	0,96
35	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	-	-	-

Таблица 3.2.4 – Динамика основных показателей разработки III объекта

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2021	2022	2023	2024
1	Добыча нефти, тыс.т	25,3	15,5	13,4	27,0
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	125,5	141,0	154,4	181,4
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,029	0,032	0,035	0,042
4	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,6	0,4	0,3	0,6
5	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	5,8	3,6	3,1	6,2
6	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	7,6	5,0	4,6	9,6
7	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	28,9	32,4	35,5	41,7
8	Добыча газа, млн.м ³	3,230	2,032	1,680	3,619
9	Накопленная добыча газа, млн.м ³	14,899	16,930	18,611	22,230
10	Газовый фактор, м ³ /т	127,7	130,8	125,4	134,1
11	Добыча жидкости, тыс.т	25,3	15,5	13,4	27,0
12	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	125,5	141,0	154,4	167,8
13	Обводненность продукции (по весу), %	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	0	1
19	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	1	0	0	1
20	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	0	0	0
21	<i>в т.ч.: под закачку</i>	1	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	2
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	2
24	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	1	0	0	0
25	<i>в т.ч.: из добывающего фонда</i>	1	0	0	0
26	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	1	0	0	0
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1	0	0	0
28	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1	0	0	0
29	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	69,3	42,5	36,7	58,6
30	по жидкости	69,3	42,5	36,7	58,6
31	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	-	-	144,1
32	по жидкости	-	-	-	144,1
33	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	-	-	-	-
34	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	1,00	1,00	1,00	0,94

Таблица 3.2.5 – Динамика основных показателей разработки в целом по месторождению

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2021	2022	2023	2024
1	Добыча нефти, тыс.т	55,4	58,6	61,2	70,8
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	1310,2	1368,8	1430,0	1500,8
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,126	0,131	0,137	0,144
4	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,5	0,6	0,6	0,7
5	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,4	2,5	2,6	3,0
6	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	5,1	5,6	6,3	7,7
7	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	55,8	58,3	60,9	63,9
8	Добыча газа, млн.м ³	6,361	5,206	4,174	8,256
9	Накопленная добыча газа, млн.м ³	127,942	133,1	137,322	145,578
10	Газовый фактор, м ³ /т	114,8	88,9	68,2	116,6
11	Добыча жидкости, тыс.т	55,6	58,6	61,2	70,8
12	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1310,6	1369,2	1430,4	1487,6
13	Обводненность продукции (по весу), %	0,4	0,0	0,0	0,1
14	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	0	1
17	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	1
18	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0
19	<i>в т.ч.: под закачку</i>	0	0	0	0
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	7	7	7	8
21	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	2	3	4
22	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0
23	<i>в т.ч.: из добывающего фонда</i>	0	0	0	0
24	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0
25	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0
26	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0
27	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	61,3	97,8	78,9	66,2
28	по жидкости	61,5	97,8	78,9	66,3
29	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	-	-	144,1
30	по жидкости	-	-	-	144,1
31	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	0,0	0,0	0,0	0,0
32	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,85	0,82	0,94	0,88

Ниже представлено сравнение проектных и фактических показателей разработки по эксплуатационным объектам.

Объект

В 2018г Филиалом ТОО «НИИ ТДБ «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» был выполнен «Анализ разработки...» утвержденный МЭ РК на основании заключения государственной экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки, протокола заседания ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №4/8 от 16.11.2018г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2018-2020гг.

В 2021г АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» был выполнен «Проект разработки месторождения Лактыбай» рассмотренный и утвержденный на заседании ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР РК №16/3 от 19.08.2021г) сроком на 1 год (до конца 2021г) согласно 3 варианту разработки.

В 2022 году был выполнен «Анализ разработки...» согласованный Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки МЭ РК (Протокол ЦКРР № 25/5 от 28.04.2022г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2022-2024гг.

В настоящее время разработка месторождения Лактыбай осуществляется согласно отчету «Анализ разработки месторождения Лактыбай», выполненному в 2024г, рассмотренный и утвержденный на заседании ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР РК №55/8 от 03.10.2024г). В рамках Анализа разработки были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2025г.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I объекту за период 2021-2024гг представлено в таблице 3.2.5 и графически на рисунке 3.2.6

Доля объекта в общем объеме накопленной добычи нефти с начала разработки по месторождению составляет 13,1%.

Добыча нефти за **2021г** составила 1 тыс.т, что на 5,6 тыс.т или 85 % ниже проектного значения (6,6 тыс.т). Отставание по добыче нефти связано с бездействием добывающих скважин 32, 40 по техническим причинам. Таким образом фактический среднегодовой дебит составил 6 т/сут, против проектного дебита 9,6 т/сут, при коэффициентах эксплуатации и использования 0,72 и 0,24 доли ед., при проектном 0,95 доли ед.

В **2022г** добычи на объекте не ввелась ввиду бездействия скважины 32 по причине прихвата подъемного оборудования. С начала разработки по объекту добыто 186,3 тыс.т нефти, 12 млн.м3 газа. Текущий КИН составляет 0,14 доли ед. Выработанность запасов составила 44,5%.

В **2023г** по объекту отобрано 1,5 тыс.т нефти, что ниже проектной добычи нефти в 6,7 тыс.т. При этом среднегодовой дебит составил 17,8 т/сут, против проектных 13,4. Отставание добычи связано с бездействием скважины 32, а также низким коэффициентом использования добывающих скважин в 0,16 при проектном в 0,95. Фонд скважин соответствует проектному фонду и составил 2 единицы. Согласно проекту в 2023г скважина 32 должна была перевестись под нагнетание, что не было выполнено по указанной ранее причине прихвата подъемного оборудования. Ввод скважины в эксплуатацию из бездействия в качестве добывающей запланирован на 2025г, а ее перевод под нагнетание – в 2026г.

В **2024г** при добывающем фонде в 1 скважину проектная годовая добыча нефти должна составить 3,9 тыс.т, по факту в эксплуатации находится одна скважина 40, а добыча нефти составила 8,5 тыс.т. Высокая фактическая добыча нефти обусловлена более высоким фактическим дебитом нефти, который составил 33,5 т/сут, при проектном значении в 11,2

т/сут.

Текущий КИН на дату отчета по данному объекту составляет 0,148 доли ед., что ниже проектного значения равного 0,152 доли ед. Выработанность запасов составила 46,8% против проектных 48,3%.

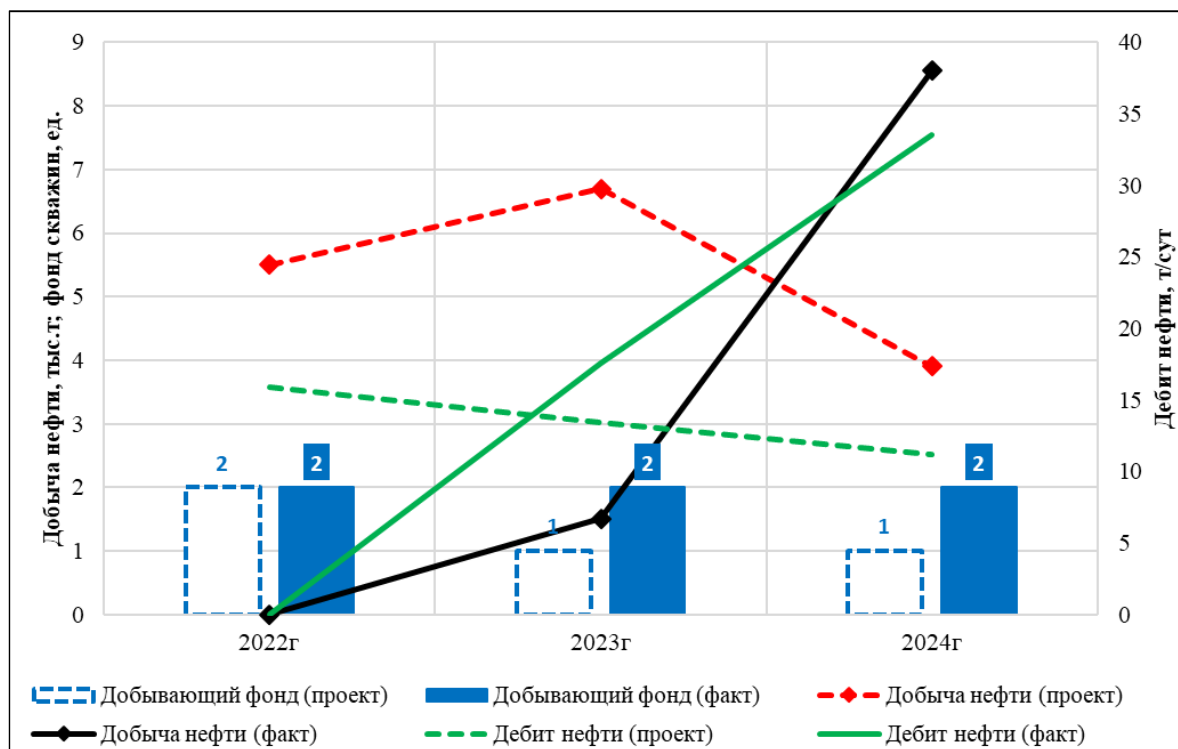


Рис. 3.2.14 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта

Таблица 3.2.6 – Сопоставление фактических показателей разработки по I объекту

№№ п/п	Показатели	Годы							
		2021		2022		2023		2024	
1	Добыча нефти, тыс.т	6,6	1,0	5,5	0,0	6,7	1,5	3,9	8,5
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	191,9	186,3	191,9	186,3	198,5	187,8	202,4	196,4
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,144	0,140	0,144	0,140	0,149	0,141	0,152	0,148
4	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,5	0,1	0,4	0,0	0,5	0,1	0,3	0,6
5	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,6	0,2	1,3	0,0	1,6	0,4	0,9	2,0
6	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,8	0,4	2,4	0,0	2,9	0,6	1,8	3,7
7	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	45,8	44,5	45,8	44,5	47,4	44,8	48,3	46,9
8	Добыча газа, млн.м³	1,394	0,170	1,159	0,000	1,406	0,135	0,817	0,568
9	Накопленная добыча газа, млн.м³	13,250	12,026	13,185	12,026	14,591	12,161	15,407	12,729
10	Газовый фактор, м³/т	211,2	162,9	210,7	-	209,9	89,4	209,5	66,4
11	Добыча жидкости, тыс.т	6,6	1,1	5,5	0,0	6,7	1,5	3,9	8,6
12	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	191,9	186,4	191,9	186,4	198,5	187,9	202,5	196,5
13	Обводненность продукции (по весу), %	0,0	8,9	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	0,1
14	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	4,7	0,0	5,5	0,0
15	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	4,7	0,0	10,2	0,0
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	0,0	0,0	0,0	-	48,8	0,0	98,0	0,0
17	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	3,5	0,0
18	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
19	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	1	0	0	0
21	<i>в т.ч.: под закачку</i>	0	0	0	0	1	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	2	2	2	1	2	1	2
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	0	2	0	1	1	1	1
24	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0	1	0	0	0
25	<i>в т.ч.: из добывающего фонда</i>	0	0	0	0	1	0	0	0
26	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	1	0	1	0
28	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	1	0	1	0
29	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	9,6	6,0	15,9	0,0	13,4	17,5	11,2	33,5
30	по жидкости	9,6	6,6	15,9	0,0	13,4	17,8	11,2	33,5
32	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	-	-	-	-	-	-	-
33	по жидкости	-	-	-	-	-	-	-	-
34	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут	-	-	-	-	28,7	-	15,8	-
36	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,72	0,95	0,00	0,95	0,93	0,95	0,70
37	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	-	-	-	-	0,95	-	0,95	-

II объект

В 2021г было отобрано 29,1 тыс.т нефти, что меньше относительно проектного уровня добычи (32,1 тыс.т) на 10%. Небольшое недостижение проектного уровня добычи нефти также связано с бездействием скважины 34.

За 2022 год добыча составила 43 тыс.т нефти и 3,2 млн.м3 газа. Среднегодовой дебит нефти составил 183,8 т/сут при коэффициенте эксплуатации скважин - 0,64 доли ед.

В 2023г по объекту фактически добыто 46,3 тыс.т, что на 71% больше проектного в 27 тыс.т. Превышение фактических показателей связано с высоким дебитом – 142,5 т/сут при проектном – 28 т/сут. Согласно проекту в 2023г планировался ввод в эксплуатацию из бездействия скважин 34 и 43, реализация которого оказалась неуспешной по причине прихвата насосного оборудования.

В 2024г проектная добыча нефти составляет 41,1 тыс.т, увеличение добычи нефти по сравнению с прошлым годом обусловлено планами по вводу из бурения скважины №48. По факту ввод скважины 48 отложен на 2025г, а добыча нефти составила 35,3 тыс.т, при среднем дебите нефти 99,9 т/сут, проектный дебит должен был составить 26,4 т/сут.

Текущий КИН по объекту составляет 0,237 доли ед. при проектном – 0,229 доли ед. Выработанность запасов составила 75,2%, что больше проектного значения равного 72,8%.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки по объекту II представлено в таблице 3.2.14 и на рисунке 3.2.15

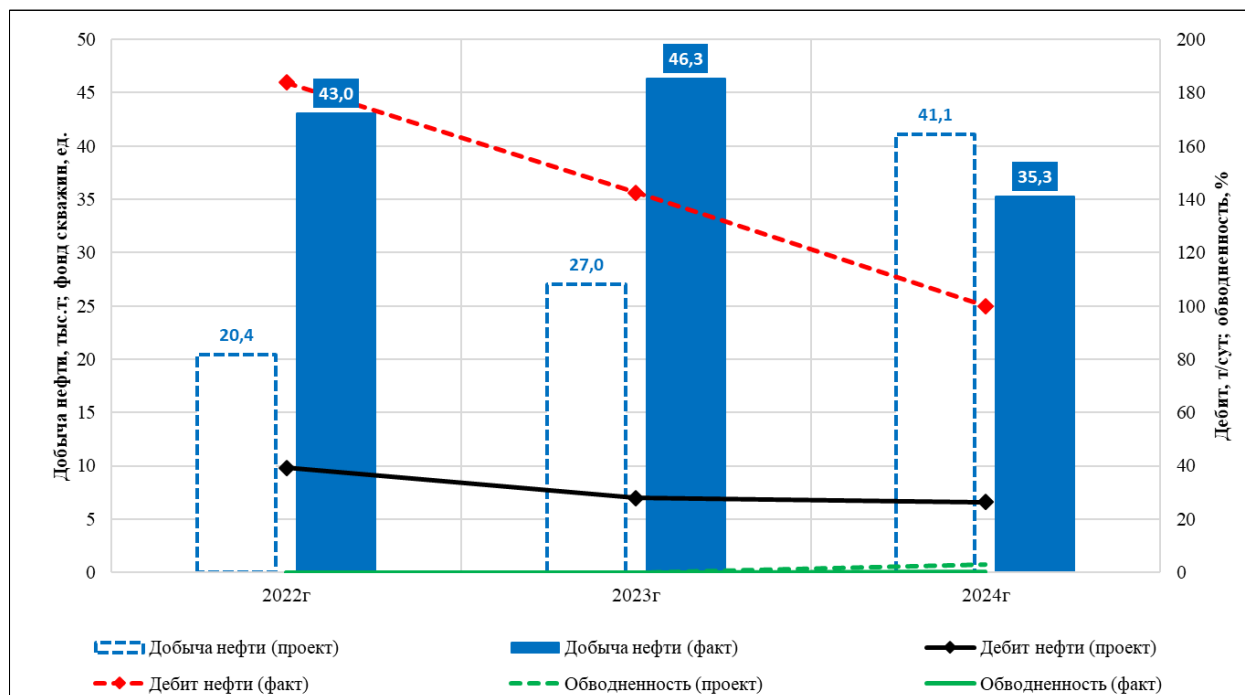


Рис. 3.2.15 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта

Таблица 3.2.7 – Сопоставление фактических показателей разработки по II объекту

№№ п/п	Показатели	Годы							
		2021		2022		2023		2024	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	32,1	29,1	20,4	43,0	27,0	46,3	41,1	35,3
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	1001,5	998,4	1018,4	1041,5	1045,4	1087,8	1086,5	1123,0
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,211	0,211	0,215	0,220	0,220	0,229	0,229	0,237
4	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,7	0,6	0,4	0,9	0,6	1,0	0,9	0,7
5	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,2	1,9	1,4	2,9	1,8	3,1	2,8	2,4
6	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	6,1	5,5	4,1	8,7	5,7	10,3	9,2	8,7
7	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	67,1	66,9	68,2	69,8	70,0	72,9	72,8	75,2
8	Добыча газа, млн.м³	4,748	2,962	3,020	3,175	3,987	2,359	6,072	4,069
9	Накопленная добыча газа, млн.м³	102,804	101,017	103,957	104,192	107,944	106,551	114,017	110,620
10	Газовый фактор, м³/т	147,9	101,9	148,0	73,7	147,7	51,0	147,7	115,4
11	Добыча жидкости, тыс.т	32,1	29,2	20,4	43,1	27,0	46,3	42,4	35,3
12	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1001,6	998,7	1018,7	1041,8	1045,7	1088,1	1088,1	1123,4
13	Обводненность продукции (по весу), %	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	0,1
14	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	34,3	0,0
15	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	34,3	0,0
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,0	0,0
17	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0
18	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	1	0	1	0
19	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	1	0	1	0
20	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	1	0
21	<i>в т.ч.: под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	1	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	4	4	4	5	4	5	4
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	4	1	5	1
24	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0	0	0	1	0
25	<i>в т.ч.: из добывающего фонда</i>	0	0	0	0	0	0	1	0
26	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	1	0
28	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	1	0
29	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	45,2	79,5	39,3	183,8	28,0	142,5	26,4	99,9
30	по жидкости	45,2	79,9	39,3	183,8	28,0	142,5	27,2	100,1
32	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	-	-	-	30,4	-	43,8	-
33	по жидкости	-	-	-	-	30,4	-	45,1	-
34	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут	-	-	-	-	-	-	209,0	-
36	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,80	0,95	0,64	0,95	0,89	0,95	0,96
37	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	-	-	-	-	-	-	0,95	-

III объект

За **2021г** добыто – 25,3 тыс.т нефти, что превышает проектный уровень добычи (21,4 тыс.т.) Фонд скважин соответствует проектному значению и составляет 1 ед. Фактический среднегодовой дебит составил 69 т/сут, что превышает проектный дебит (61,5 т/сут), так же коэффициент эксплуатации составил единицу, при проектном 0,95 доли единиц.

За **2022** год добыча нефти по данному объекту составила 15,5 тыс.т, газа – 2 млн.м3 при фонде скважин 1 ед., выработанности запасов 32,4% и коэффициенте извлечения нефти – 0,032 д.ед.

За **2023г** по объекту добыча составила 13,4 тыс.т нефти, что меньше проектного значения на 52% равная 28,2 тыс.т нефти. Отставание связано с низким фактическим дебитом - 36,7 т/сут при проектном значении – 57,2 т/сут.

Добыча газа составляет 1,680 млн.м3, при проектном 4,208 млн.м3. Газовый фактор составляет 125,4 м3/т, при проектном 149,2 м3/т.

В **2024г** добыто 27,0 тыс.т нефти, 3,619 млн.м3 газа, при проектном 31,87 тыс.т нефти, 4,730 млн.м3 газа.

В сентябре **2024г** на данном объекте была проубрена скважина №46 и вступила к эксплуатацию с дебитом нефти 66,7 т/сут . На дату отчета работает с дебитом 178т/сут.

Фонд добывающих скважин составляет 2ед., что соответствует проектной.

На дату отчета текущий КИН составляет 0,042 доли ед., против проектного значения – 0,048 доли ед. Выработанность запасов составила – 41,7%, против проектного значения – 48,3%. Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки по III объекту представлены в таблице 3.2.7 и графически на рисунке 3.2.8

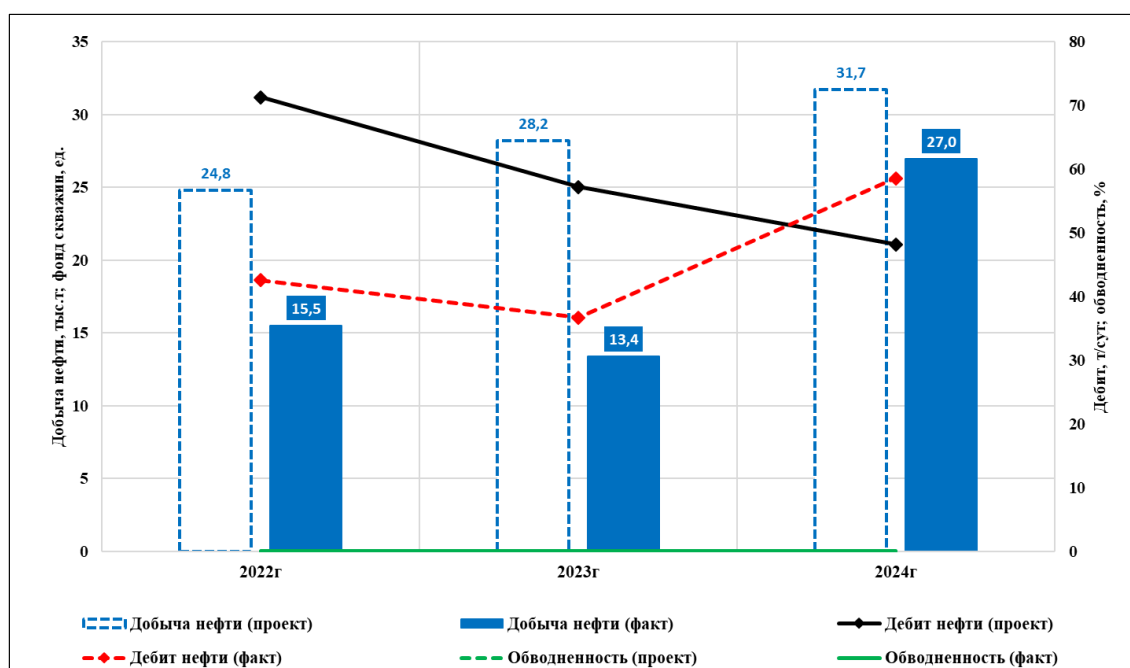


Рис. 3.2.16 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки III объекта

Таблица 3.2.8 – Сопоставление фактических показателей разработки по III объекту

№№ п/п	Показатели	Годы							
		2021		2022		2023		2024	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	21,4	25,3	24,8	15,5	28,2	13,4	31,7	27,0
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	121,6	125,5	150,3	141,0	178,5	154,4	210,2	181,4
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,028	0,029	0,035	0,032	0,041	0,035	0,048	0,042
4	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,5	0,6	0,6	0,4	0,6	0,3	0,7	0,6
5	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	4,9	5,8	5,7	3,6	6,5	3,1	7,3	6,2
6	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	6,4	7,6	8,0	5,0	9,9	4,6	12,4	9,6
7	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	28,0	28,9	34,6	32,4	41,0	35,5	48,3	41,7
8	Добыча газа, млн.м³	3,200	3,230	3,704	2,032	4,208	1,680	4,730	3,619
9	Накопленная добыча газа, млн.м³	14,900	14,899	18,601	16,930	22,809	18,611	27,539	22,230
10	Газовый фактор, м³/т	149,5	127,7	149,4	130,8	149,2	125,4	149,2	134,1
11	Добыча жидкости, тыс.т	21,4	25,3	24,8	15,5	28,2	13,4	31,7	27,0
12	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	121,6	125,5	150,3	141,0	178,5	154,4	210,2	167,8
13	Обводненность продукции (по весу), %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	1	0	0	1
19	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	1	0	0	1
20	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
21	<i>в т.ч.: под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	2	1	2	2
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	2	1	2	2
24	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
25	<i>в т.ч.: из добывающего фонда</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	61,5	69,3	71,3	42,5	57,2	36,7	48,2	58,6
30	по жидкости	61,5	69,3	71,3	42,5	57,2	36,7	48,2	58,6
32	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	-	-	-	42,2	-	-	144,1
33	по жидкости	-	-	-	-	42,2	-	-	144,1
34	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут	-	-	-	-	-	-	-	-
36	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	1,00	0,95	1,00	0,95	1,00	0,95	0,94
37	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	-	-	-	-	-	-	-	-

По месторождению в целом

В **2021г** в целом по месторождению добыто 55,4 тыс.т нефти, при проектных 60,1 тыс.т. Фонд действующих добывающих скважин на 2 единицы меньше проектного и составила 4 ед, что так же связано с безуспешными попытками ликвидации аварии в скважине 34.

За **2022** год добыча нефти составила 58,6 тыс.т. при проектном в 50,8 тыс.т. Среднегодовой дебит нефти составил – 97,8 т/сут, а проектный – 41,8 т/сут.

За **2023г** в целом по месторождению добыча составила 61,2 тыс.т нефти, что на уровне проектной добычи, равной 61,8 тыс.т нефти. Фактический среднегодовой дебит составил 78,9 т/сут при проектном – 31,6 т/сут. Текущий КИН по месторождению в целом составил 0,137 доли ед., что на уровне проектного. Накопленная добыча составила – 1430 тыс.т нефти.

В **2024г** проектная добыча нефти по месторождению составила 76,7 тыс.т при дебите 30,4 т/сут, фактическая добыча составляет 70,8 тыс.т при дебите 66,2 т/сут.

Добыча газа составляет 8,256 млн.м3, при проектной 11,619 млн.м3. Газовый фактор составляет 116,6 м3/т, при проектной 151,5 м3/т.

Действующий фонд добывающих скважин составляет 4 ед., при проектной 7 ед. Отставание фонда от проектного связано с безуспешными попытками ввода из бездействия скважин 32, 34, 43. Также на месторождении отсутствует система ППД, которая предусматривалась в действующем проекте переводом скважины 32 в нагнетательный фонд после отработки на нефть. Но на данный момент скважина 32 находится в бездействии. Невыполнение ввода скважин из бездействия связано с техническими причинами, а именно прихватом насосного оборудования в стволе скважины.

На дату отчета текущий КИН составляет 0,144 доли ед., что соответствует проектной. Выработанность запасов составила – 63,9%.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению приведено в таблице 3.2.8 и графически на рисунке 3.2.9

Также стоит отметить, что на месторождении добывающие скважины эксплуатируются с ГФ выше утвержденного газосодержания, что касается I, II и III объектов. В связи с чем недропользователям рекомендуется проведение контрольных замеров ГФ по всем скважинам

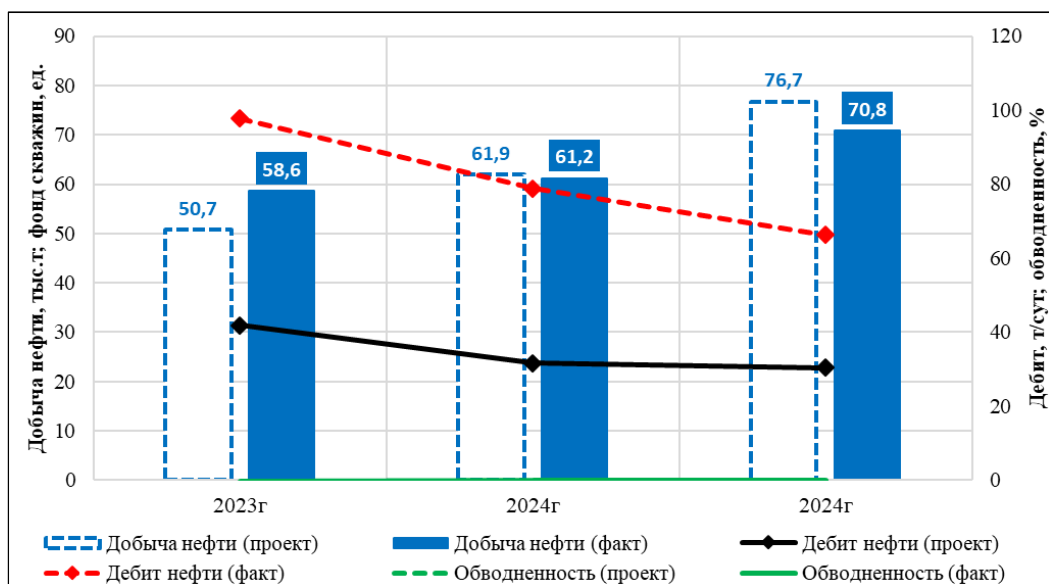


Рис. 3.2.17 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению

Таблица 3.2.9 – Сопоставление фактических показателей разработки по месторождению

№№ п/п	Показатели	Годы							
		2021		2022		2023		2024	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	60,1	55,4	50,7	58,6	61,9	61,2	76,7	70,8
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	1315,0	1310,2	1360,5	1368,8	1422,4	1430,0	1499,0	1500,8
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,126	0,126	0,131	0,131	0,136	0,137	0,144	0,144
4	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
5	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,6	2,4	2,2	2,5	2,6	2,6	3,3	3,0
6	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	5,5	5,1	4,9	5,6	6,3	6,3	8,3	7,7
7	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	56,0	55,8	58,0	58,3	60,6	60,9	63,9	63,9
8	Добыча газа, млн.м³	9,342	6,361	7,883	5,206	9,601	4,174	11,619	8,256
9	Накопленная добыча газа, млн.м³	130,954	127,942	135,743	133,1	145,344	137,322	156,963	145,578
10	Газовый фактор, м³/т	155,4	114,8	155,5	88,9	155,1	68,2	151,5	116,6
11	Добыча жидкости, тыс.т	60,1	55,6	50,7	58,6	61,9	61,2	78,0	70,8
12	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1315,1	1310,6	1360,9	1369,2	1422,7	1430,4	1500,8	1487,6
13	Обводненность продукции (по весу), %		0,4		0,0		0,0		0,1
14	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	4,7	0,0	39,8	0,0
15	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	4,7	0,0	44,5	0,0
16	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	1	0	1	1
17	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	1	0	1	1
18	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	1	0	1	0
19	в т.ч.: под закачку	0	0	0	0	1	0	1	0
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	7	7	7	7	7	7	7	8
21	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	2	4	2	7	3	7	4
22	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0	1	0	1	0
23	в т.ч.: из добывающего фонда	0	0	0	0	1	0	1	0
24	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	1	0	2	0
26	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	1	0	2	0
27	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	34,3	61,3	41,8	97,8	31,6	78,9	30,4	66,2
28	по жидкости	34,3	61,5	41,8	97,8	31,6	78,9	29,9	66,3
29	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	-	-	-	36,3	-	43,8	144,1
30	по жидкости	-	-	-	-	36,3	-	43,8	144,1
31	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут	-	0,0	-	0,0	28,7	0,0	77,9	0,0
32	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,85	0,95	0,82	0,95	0,94	0,95	0,88
33	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	-	-	-	-	0,95	-	0,95	-

Анализ состояния выработки запасов нефти из пластов и участков

По состоянию на 01.01.2026г накопленная добыча нефти по месторождению Лактыбай составляет 1500,8 тыс.т. Отобрано 63,9% от начальных извлекаемых запасов нефти. Распределение накопленной добычи нефти и достигнутых на дату отчета КИН по объектам разработки и месторождению представлено на рисунке 3.2.10

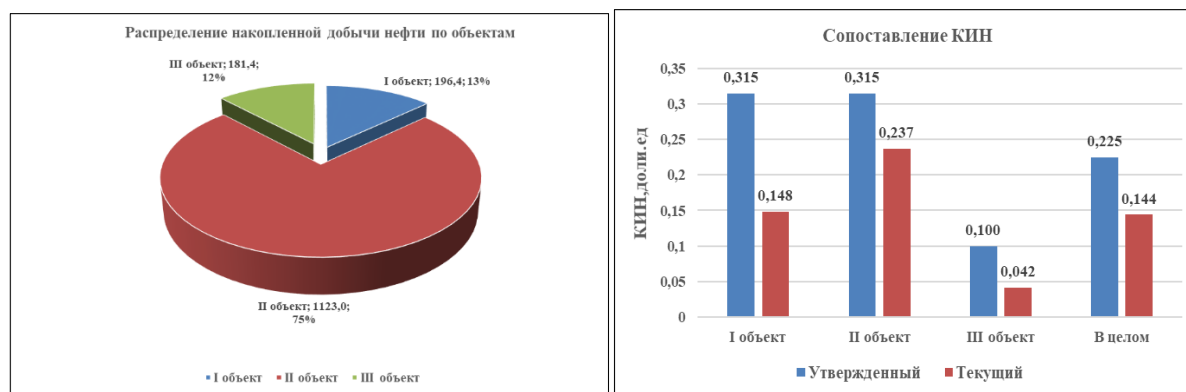


Рис. 3.2.18 - Распределение накопленной добычи нефти (а) и достигнутых на 01.01.2026г значений КИН (б) по объектам разработки и месторождению в целом

Основная доля накопленной добычи нефти приходится на II объект – 1 123,0 тыс.т, что составляет 74,8% от общей накопленной добычи нефти по месторождению в целом. Текущий КИН по I объекту разработки составляет 0,148 доли ед., при утвержденном КИН 0,315 доли ед., по II объекту текущий КИН – 0,237 доли ед., при утвержденном КИН 0,315 доли ед., по III объекту текущий КИН – 0,042 доли ед., при утвержденном КИН 0,100 доли ед. Состояние выработки I и III объектов можно охарактеризовать как низкое, по которым выработанность запасов составляет 46,9% и 41,7% соответственно. Суммарная величина остаточных извлекаемых запасов нефти (категории C1) по месторождению оценивается 846,2 тыс.т. Динамика темпов выработки запасов нефти и текущих КИН представлена в таблицах 3.2.9-3.2.10

Таблица 3.2.10 - Динамика темпов выработки запасов нефти от НИЗ

Объект	Годы				
	2020	2021	2022	2023	2024
	Выработанность запасов, %				
I объект	44,2	44,5	44,5	44,8	46,9
II объект	64,9	66,9	69,8	72,9	75,2
III объект	23,0	28,9	32,4	35,5	41,7
Всего	53,5	55,8	58,3	60,9	63,9

Таблица 3.2.11 - Динамика текущих коэффициентов извлечения нефти

Объект	Годы				
	2020	2021	2022	2023	2024
	Текущий КИН, доли ед.				
I объект	0,139	0,140	0,140	0,141	0,148
II объект	0,204	0,211	0,220	0,229	0,237
III объект	0,023	0,029	0,032	0,035	0,042
Всего	0,120	0,126	0,131	0,137	0,144

С целью определения вовлеченных в разработку запасов нефти и потенциально достижимых значений КИН по объектам построены характеристики вытеснения, представленные на рисунках 3.2.11-3.2.13, результаты расчетов по данным кривым представлены в таблице 3.2.11 Расчеты вовлеченных в разработку запасов выполнены по 4-м методикам, а итоговые значения приняты на основе осреднения всех результатов. Определив вовлечённые в разработку запасы и, зная геологические запасы нефти по залежам, рассчитан потенциальный КИН при существующей технологии разработки.

Таблица 3.2.12 - Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по объектам

Показатели		Объекты			В целом
		I	II	III	
Утвержденные НГЗ, тыс.т		1 330	4 742	4 353	10 425
Утвержденные НИЗ, тыс.т		419	1 493	435	2 347
Утвержденный КИН, д.ед.		0,315	0,315	0,100	0,225
Накопленная добыча, тыс.т		196,4	1 123	181,4	1500,8
Текущий КИН, д.ед.		0,148	0,237	0,042	0,144
Отбор от НИЗ, %		46,86	75,2	41,7	63,94
ОИЗ, тыс.т		222,65	369,97	253,59	846,2
Вовлеченные запасы, тыс.т		277	1 344	251	1 872
Потенциальный КИН, д.ед.		0,208	0,283	0,058	0,180
Потенциальные ОИЗ, тыс.т		87	237	91	415
Зависимость удельной добычи от накопленной	запасы	318	1 416	269	2 003
	КИН	0,239	0,299	0,062	0,192
Методика Сазонова Б.Ф.	запасы	264	1 321	254	1 839
	КИН	0,198	0,279	0,058	0,176
Методика Камбарова Г.С.	запасы	304	1 381	259	1 944
	КИН	0,228	0,291	0,060	0,186
Blasingame	запасы	223	1 259	221	1 703
	КИН	0,168	0,265	0,051	0,163

Анализ выработки запасов нефти, приведенных по объектам разработки с использованием отношения вовлеченных запасов нефти в разработку и утвержденных начальных геологических запасов показывает, что по всем эксплуатационным объектам потенциальные значения КИН не достигают утвержденных значений. В связи с этим для большего вовлечения в разработку извлекаемых запасов нефти рекомендуется уплотнение сетки скважин, а также провести дополнительные геолого-технологические мероприятия.

В целом, анализируя текущее состояние разработки месторождения, оценивая выработанность извлекаемых запасов, можно сказать, что выработка запасов I и III объектов по сравнению со II объектом относительно низкая. Для увеличения добычи нефти и достижения более высокого КИН необходимо дополнительно ввести в эксплуатацию добывающие скважины, чтобы высоким охватом дренировать оставшиеся части запасов по данным объектам.

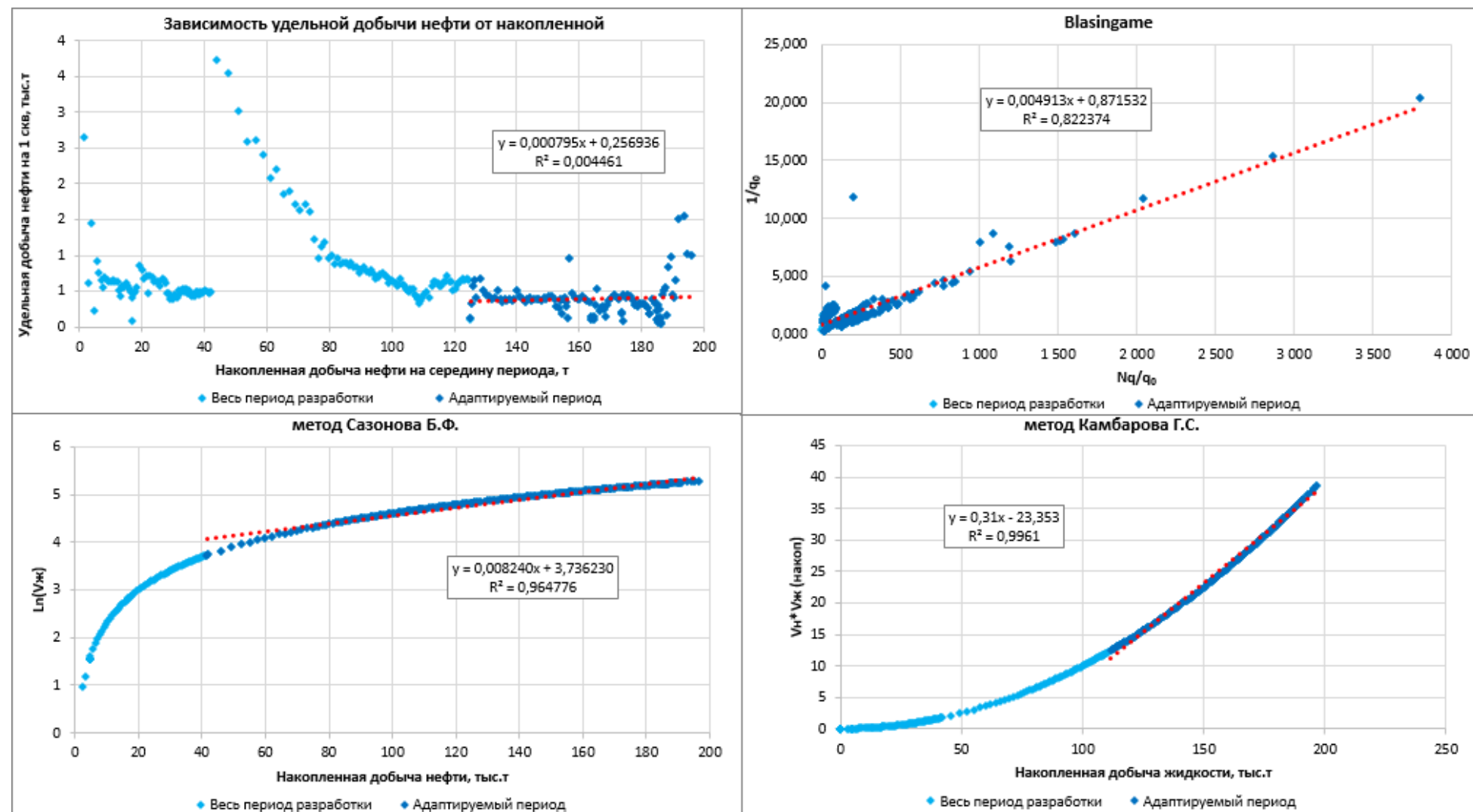


Рис. 3.2.19 – Кривые характеристики вытеснений по I объекту

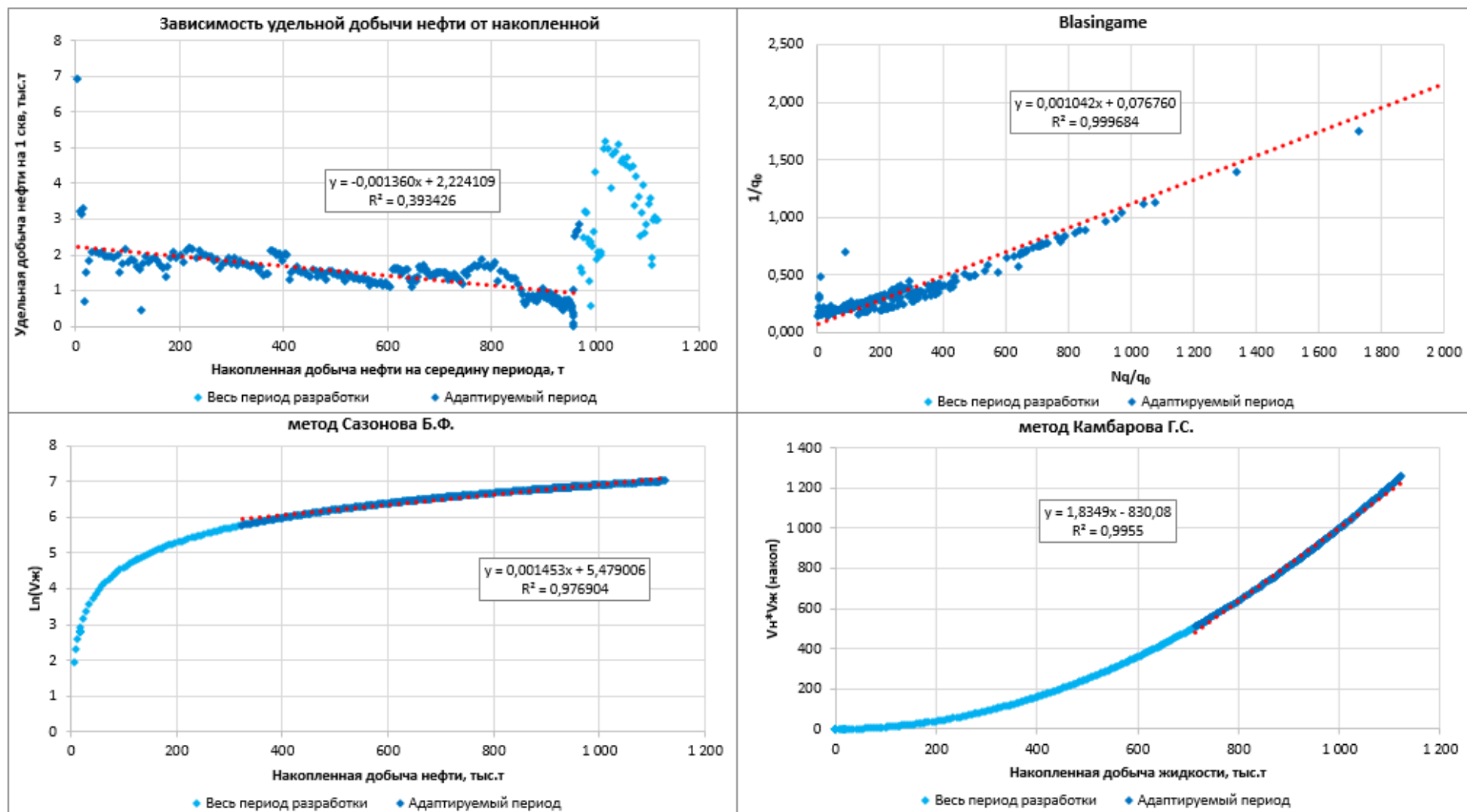


Рис. 3.2.20 – Кривые характеристики вытеснений по II объекту

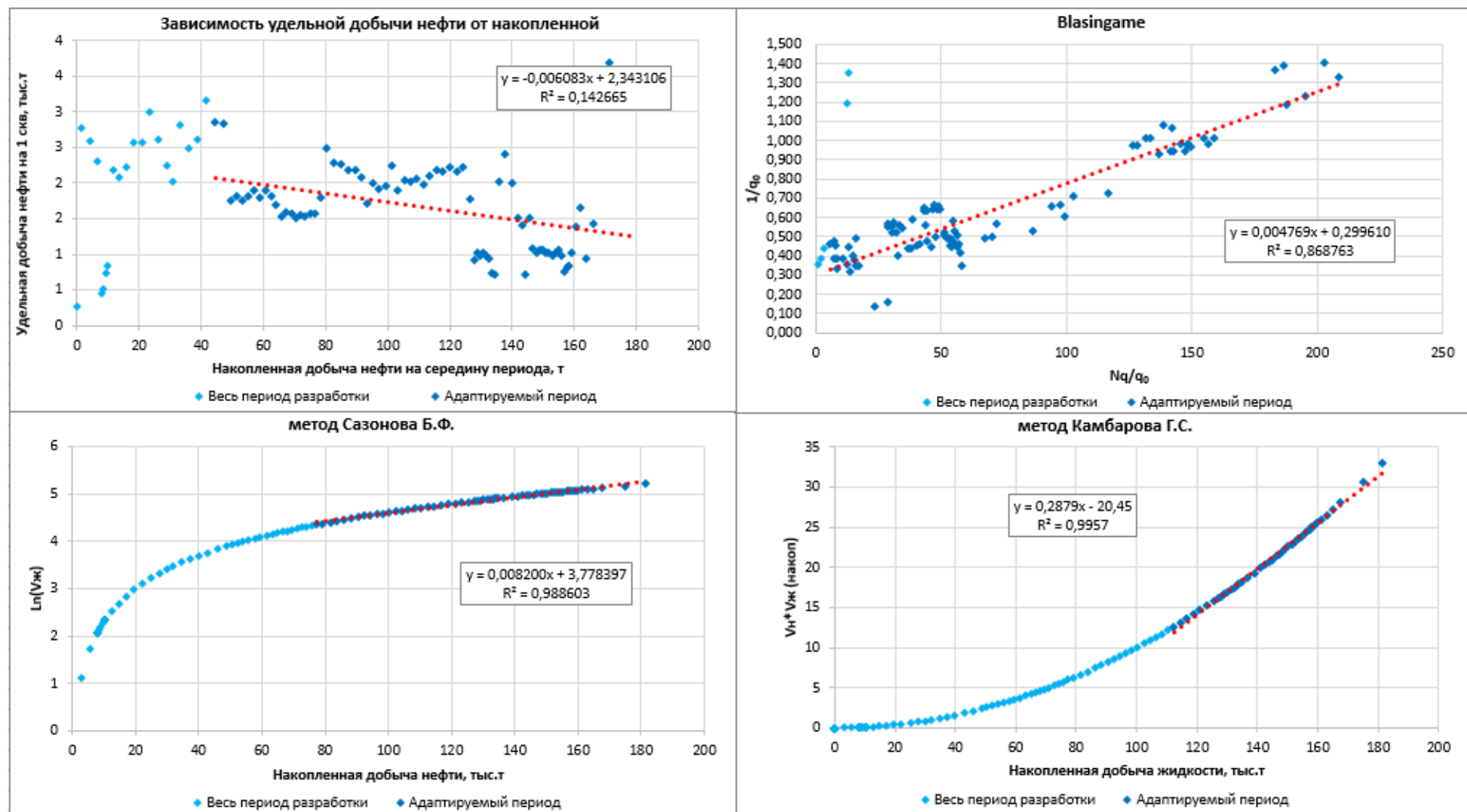


Рис. 3.2.21 – Кривые характеристики вытеснений по III объекту

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 расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки месторождения Лактыбай, положена схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта. Она базируется всей геолого-геофизической и геолого-промысловой информации полученной по результатам бурения скважин по состоянию изученности на 01.01.2021 г. Согласно этой модели, продуктивный пласт состоит из зон различной продуктивности с линейным размером d , а каждая зона представлена набором слоев различной проницаемости. Изменение проницаемости по слоям и зонам носит вероятностный характер и количественно оценивается квадратом коэффициента вариации.

На базе полученного распределения строятся нормированные функции распределения $Y(x)$ и связанные с ней функции плотности $y(x)$ и производительности $W(x)$.

После чего, используя схему Стайлза, представляющую собой прямую пропорциональную зависимость между проницаемостью, скоростью вытеснения и путем, пройденным фронтом вытеснения, рассчитывают параметры K_3 , F – суммарные отборы нефти и жидкости в долях от подвижных запасов нефти и A – долю вытесняющего агента в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Построение расчетных моделей для месторождения проводилось на основании прямых определений следующих параметров модели:

V_z^2 – зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами;

V_n^2 – неоднородность пластов по проницаемости;

V_s^2 – неоднородность сетки скважин по языкообразованию;

$K_{прод.ср.}$ – среднее значение коэффициента продуктивности скважин;

$K_{пр.ср.}$ – среднее значение проницаемости.

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике, основные принципы и формулы которой изложены в работах.

Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем эффективном применении и постоянном ее совершенствовании, благодаря использованию: действенных математических идей и методов; расчетной схемы точно-сосредоточенных фильтрационных сопротивлений; функции распределения универсального типа и приемов

их преобразования и объединения; обоснования взаимной независимости действующих факторов; характеристики функций распределения начальными моментами различного порядка неоднородностей и т.д. Расчетная модель позволяет определять технологические показатели разработки как для режима истощения, так и для этапа поддержания пластового давления путем закачки газа, воды в пласт, с учетом порядка и темпа разбуривания и ввода скважин в эксплуатацию, фактической плотности сетки скважин, режимов эксплуатации скважин.

Построение расчетной модели для месторождения Лактыбай проводилось в соответствии с фактическими данными о геологическом строении объектов, функцией распределения проницаемости по пластам и характером насыщении разреза. При этом также учитывались данные о физических свойствах пластовых нефти, воды и вытесняющих агентов. Средняя проницаемость выделенных объектов разработки была принята по результатам гидродинамических исследований скважин.

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

В пределах продуктивного горизонта при проведении прогнозирования дальнейшей разработки проводилась идентификация параметров модели по фактическим промысловым данным.

Сопоставление результатов моделирования с фактическими данными, так называемое историческое сопоставление, свидетельствует о достаточной точности прогноза основных показателей разработки.

Идентификация параметров моделей производилась по результатам предыдущего периода разработки объектов эксплуатации. При этом параметр $Q_0(t)$ – фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти – определяется по графику зависимости текущих годовых отборов $q(t)$ от накопленных отборов нефти на середину года $Q_0(t)$ с учетом известного общего числа введенных в работу скважин $n_0(t)$. Параметр $q_0(t)$ – фактический амплитудный дебит объекта при известном $Q_0(t)$, определяется по формуле:

$$q_0(t) = \frac{q(t)}{1 - Q_0(t) / Q_0(t)} \quad (3.3.1)$$

Определение параметра $Q_{F0}(t)$ – фактически введенных в разработку начальных извлекаемых объемов жидкости, производилось при известных $q_0(t)$, $q_F(t)$, и $Q_{FD}(t)$ по формуле:

$$Q_{F0}(t) = \frac{Q_{FD}(t)}{1 - q_F(t) / q_0(t)} \quad (3.3.2)$$

где $q_F(t)$ и $Q_{FD}(t)$ связаны с весовыми отборами через параметр $q_0(t)$, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента.

После идентификации параметров по изложенной схеме получается адаптированная расчетная модель объекта, отражающая действующую систему разработки и применяемую технологию эксплуатации скважин. В дальнейшем, на базе полученной модели выполняется прогноз процесса, соответствующего запроектированной системе разработки.

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Едиными правилами разработки...» выделение в разрезе месторождений углеводородного сырья эксплуатационных объектов решается с учетом геолого-физических, технических, экологических и экономических факторов в виде оптимизационной задачи для получения рациональной системы разработки в ближайшую прогнозируемую перспективу.

При выделении в разрезе многопластового месторождения двух или более объектов разработки необходимо, чтобы между ними располагались повсеместно прослеживающиеся по площади пачки непроницаемых пород. Выделенный объект разработки должен располагать достаточными удельными запасами нефти на единицу площади залежи и достаточной продуктивностью с тем, чтобы обеспечить высокие дебиты скважин в течение продолжительного периода эксплуатации в безводный период и при обводнении.

В соответствии с «Едиными правилами...» (2018г) эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенный для разработки самостоятельной сеткой скважин.

Действующим документом на разработку месторождения является «Анализ разработки месторождения Лактыбай» 2025г.

Согласно проекту, продуктивные горизонты (I, II, IV) были выделены в самостоятельный объект разработки. Согласно рекомендуемому третьему варианту разработки предусматривалась разработка I объекта на естественном режиме, а разработка II объекта с поддержанием пластового давления путем закачки воды.

Залежи продуктивных горизонтов являются упруго-замкнутыми с ограниченной энергетической подпиткой, поэтому разработка месторождения проектом была предусмотрена с поддержанием пластового давления путем закачки воды. Для этой цели рекомендовалось бурение одной добывающей скважины с переводом её в дальнейшем под нагнетание в 2009 г, для воздействия на скважины №№ 27, 37. Однако в настоящее время ППД система не организована.

В разрезе месторождения выделены 6 продуктивных горизонтов, в том числе в карбонатной толще один (I) горизонт, в терригенной толще пять (IA, II, IV, V) горизонтов. По величине балансовых запасов продуктивные объекты не равнозначны: основные запасы нефти (75%) категории C1 сосредоточены во II горизонте и составляют 3427 тыс.т нефти.

Исходя из площадного размещения залежей, размеров и начальных геологических запасов, геолого-гидродинамических характеристик, а также проанализировав геолого-физические свойства продуктивных горизонтов на месторождении выделяются три объекта разработки:

I объект - I продуктивный горизонт (I блок)

II объект - II продуктивный горизонт (I, II блоки)

III объект – IV продуктивный горизонт (II блок)

Исходные геолого-физические характеристики объекта разработки приведены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки

№№ п/п	Наименование	Объекты			
		I объект	II объект		III объект
			Поднадвиговая зона	Надвиговая зона	
1	Средняя глубина залегания, м	4465	4605	4004	4127
2	Тип залежи	Пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные			
3	Тип коллектора	карбонатный	терригенный		
4	Площадь нефтеносности (C1), тыс. м²	3050	12703	5248	
5	ВНК, м	-4380,6	-4457,9	-3946,04	-4084,01
6	Средняя толщина эффективная, м	14,6	5,3	7,9	15,5
7	Средняя толщина нефтенасыщенная, м	12,6	5,0	7,8	15,5
8	Пористость по ГИС, доли ед.	0,11	0,12	0,17	0,14
9	Пористость по керну, доли ед.	-	0,142	0,181	0,134
10	Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,6	0,63	0,66	0,62
11	Средняя насыщенность связанной водой, доли ед.	-	-	0,22	-
12	Проницаемость по керну, 10 ⁻³ мкм²	-	7,22	184,8	33,64
13	Проницаемость по ГДИС, 10 ⁻³ мкм²	7,2	0,18	49,4	8,36
14	Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,13	0,2	0,25	0,21
15	Коэффициент расчлененности, доли ед.	10,5	3	6,3	12,5
16	Начальное пластовое давление, МПа	71,8	75	60,8	60,8
17	Начальная пластовая температура, °С	87	76,6	78,7	60
18	Отметка приведения давления и температуры, м	-4380,6	-4457,9	-3946,04	-4084,01
19	Текущее пластовое давление, МПа	24,2	63	21,7	50,8
20	Плотность нефти в пласт. услов., кг/м³	792,9	733,8	732,4	671
21	Вязкость нефти в пласт. услов., мПа×с	0,5	1,3	0,97	0,5
22	Давление насыщения, МПа	10,1	13,3	11,1	24,4
23	Относительная плотность газа по воздуху	1,222	0,79	1,038	0,885
24	Газосодержание нефти, м³/т	71,5	134	158,2	309,2
25	Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,175	1,272	1,311	1,706

26	Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³	839	836	833	832
27	Вязкость нефти в стандартных условиях, мм ² /с	11,9	10,1	8,8	7,3
28	Содержание серы в нефти, %	0,1	0,1	0,2	0,2
29	Содержание парафина в нефти, %	0,4	0,8	3	2
30	Средний коэффициент продуктивности по нефти, м ³ /(сут·МПа)	5,6	0,6	6,3	0,8
31	Коэффициент уд. продуктивности по нефти, м ³ /(сут·МПа·м)	7,36	0,6	14,6	6,18
32	Плотность воды, кг/м ³	1056	-	-	-
33	Пьезопроводность пласта, м ² /с	0,46	0,05	0,68	0,105
34	Начальные балансовые запасы нефти категории С ₁ , тыс.т (утв. ГКЗ)	1330	546	4196	4353
36	То же категории С ₂	263	1703	-	3436
38	Начальные балансовые запасы растворенного газа категории С ₁ , млн.м ³ (утв. ГКЗ)	95	75	626	650

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Для дальнейшей разработки месторождения Лактыбай выбор расчетных вариантов разработки производился с учетом методических рекомендаций, а также с учетом результатов фактической реализации проектных документов и анализа текущего состояния разработки, рассмотрены 2 варианта разработки. Предусмотренные варианты различаются между собой вводом из бурения новых добывающих скважин и реализацией системы ППД.

Месторождение Лактыбай характеризуется рядом геолого-физических и технологических особенностей, которые требуют оптимального выбора вариантов разработки. Это, в первую очередь: большие глубины залегания продуктивных пластов, (3900 - 4650 м) и небольшие запасы нефти, приуроченные к замкнутым и полузамкнутым пластовым системам с ограниченными энергетическими ресурсами. Кроме этого, экономическая сторона вопроса также ограничивает выбор вариантов разработки и применения различных методов воздействия на пласт.

Само месторождение по величине запасов нефти и газа относится к категории мелких. Продуктивные горизонты приурочены к визейским отложениям каменноугольной системы, коллектора представлены известняками, доломитами и песчаниками различной степени цементированности. Как показывает анализ данных, продуктивные горизонты имеют отличие друг от друга по свойствам коллектора и пластового флюида. Отличия, главным образом, заключается в начальных извлекаемых запасах.

Решение поставленных задач по достижению утвержденных значений коэффициента извлечения нефти возможно в основном за счет ввода из бурения новых добывающих скважин, организации эффективной системы поддержания пластового давления, рационального использования пробуренного фонда скважин и использования

всех резервов добычи нефти путем проведения геолого-технических мероприятий.

С учетом результатов фактической реализации проектных документов и анализа текущего состояния разработки, для регулирования и оптимизации системы разработки месторождения в настоящем проекте рассмотрены три варианта. Предусмотренные варианты различаются между собой количеством проводимых ГТМ.

Вариант 1 (базовый)

Вариант 1 – является рекомендуемым и предусматривает продолжение реализации утвержденного проектного документа АР-2025, где предусматривается ввод в эксплуатацию из бездействия трех скважин №№32,34,43 в 2026г, бурение семи добывающих вертикальных скважин (№№45, 47, 48, 49, 27D, 14D, 50) в 2026-2035гг. С целью реализации системы ППД предусматривается перевод под нагнетание трех скважин: №43, №32, №27D, а также применение технологии ОРЗ в скважине № 43 совместно на II и III объектах.

Вариант 2 (рекомендуемый)

Согласно 2 рекомендуемому варианту, предусматривает продолжение первого варианта с дополнительным бурением пяти вертикальных добывающих скважин (№№56, 57, 58, 59, 60) в 2025-2032гг. Для реализации системы ППД предусмотрен перевод одной скважины под нагнетание.

Залежи продуктивных горизонтов являются упруго-замкнутыми с ограниченной энергетическими подпитками, поэтому разработка месторождения согласно рекомендуемому варианту была предусмотрена с поддержанием пластового давления путем закачки воды. При выборе концепции вариантов разработки, главным образом учитывался ряд характерных для этого месторождения особенностей.

Ориентация сетки расположения скважин подбирались, в основном, исходя из фактического расположения уже существующего фонда скважин. Местоположение проектных скважин выбраны с учетом представлений геологического строения месторождения, а также учитывая отборы соседних добывающих скважин. Проектные дебиты новых скважин определен расчетным путем по формуле Дарси.

$$Q = \frac{kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{18,41\mu B(\ln \frac{r_{\text{кп}}}{r_{\text{скв}}} + S)}$$

где k – коэффициент проницаемости, мД;

h – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м;

B – объемный коэффициент

μ – вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с;

- $P_{пл}$ – пластовое давление, атм;
 $P_{заб}$ – забойное давление, атм;
 $r_{кп}$ – радиус контура питания, м;
 r_c – радиус скважины, м.
 S – скин-фактор

Адресная программа мероприятий по вариантам разработки представлена в таблицах 3.4.2-3.4.4.

Расположение проектных скважин согласно I и II вариантам, представлены в графическом приложении №12.

Таблица 3.4.2 – Адресная программа геолого-технических мероприятий, 1 вариант

Год	№ скв	Вид ГТМ
I объект		
2026	32	Ввод из бездействия
2026	32	Перевод под нагнетание
2029	47	Бурение добывающей скважины с проведением ГРП
2035	45	Бурение добывающей скважины с проведением ГРП
II объект		
2026	43	Ввод из бездействия
2026	34	Ввод из бездействия
2026	48	Бурение добывающей скважины с проведением ГРП
2026	43	Перевод под нагнетание
2027	27D	Бурение добывающей скважины с проведением ГРП
2031	50	Бурение добывающей скважины с проведением ГРП
2033	27D	Перевод под нагнетание
III объект		
2028	49	Бурение добывающей скважины с проведением ГРП
2030	43	Приобщение интервалов горизонта IV с компоновкой ОРЗ по скважине №43.
2033	14D	Бурение добывающей скважины с проведением ГРП

Таблица 3.4.3 – Адресная программа геолого-технических мероприятий, 2 вариант

Год	№ скв	Вид ГТМ
I объект		
2026	32	Ввод из бездействия
2026	32	Перевод под нагнетание
2029	47	Бурение добывающей скважины с проведением ГРП
2035	45	Бурение добывающей скважины с проведением ГРП
2036	56	Бурение добывающей скважины с проведением ГРП
II объект		
2026	43	Ввод из бездействия
2026	34	Ввод из бездействия
2026	48	Бурение добывающей скважины с проведением ГРП
2026	43	Перевод под нагнетание
2027	27D	Бурение добывающей скважины с проведением ГРП
2031	50	Бурение добывающей скважины с проведением ГРП

2033	27D	Перевод под нагнетание
2032	57	Бурение добывающей скважины с проведением ГРП
2034	58	Бурение добывающей скважины с проведением ГРП
III объект		
2028	49	Бурение добывающей скважины с проведением ГРП
2030	43	Приобщение интервалов горизонта IV с компоновкой ОРЗ по скважине №43.
2033	14D	Бурение добывающей скважины с проведением ГРП
2030	59	Бурение добывающей скважины с проведением ГРП
2037	60	Бурение добывающей скважины с проведением ГРП

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

В качестве основного метода воздействия эксплуатационных объектов предлагается метод поддержания пластового давления закачкой воды.

Для обеспечения системы поддержания пластового давления необходимым объемом воды для закачки, на месторождении планируется бурение 2 водозаборных скважин на водоносные горизонты.

Подробные характеристики состава вод и требования к системе ППД приводятся в разделе 6.5.

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

В настоящем отчете для прогнозирования технологических показателей разработки эксплуатационных объектов использованы статистические методы. Статистический подход к исследованию нефтеотдачи с целью прогнозирования технологических показателей разработки месторождений, находящихся на разных стадиях освоения, широко используется в странах СНГ и за рубежом. Данный метод прогноза технологических показателей от гидродинамических отличаются простотой и конструктивностью, что позволяет оперативно выполнять с их помощью оценку объектов по мере накопления информации и уточнять геолого-физические параметры.

Для расчета дебита нефти проектных добывающих скважин применена формула Дюпюи расчета фактической продуктивности несовершенной скважины, которая при расчете дебитов нефти новых скважин опирается на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, физико-химические свойства пластовых флюидов и продуктивность скважин, полученную при проведении ГДИС, по следующей формуле:

$$\eta = \frac{kh}{\mu B} * \frac{2\pi}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + S} \quad (3.4.1)$$

где:

k – проницаемость, мД;

h – мощность интервала перфорации, м;

R_k – радиус контура, м;

r_c – радиус скважины, м;

S – скин-фактор, доли ед.;

B – коэффициент объемного расширения, доли ед., для пересчета объема жидкости из поверхностных в пластовые условия.

Средние значения проницаемости, оптимальной депрессии и других параметров взяты по результатам ГДИС рассчитываемой скважины или, при отсутствии исследований, по соседним скважинам. При отсутствии необходимых параметров по соседним скважинам для расчета использовались средние значения по объектам.

Физико-химические свойства нефти взяты по результатам лабораторных исследований поверхностных и пластовых проб нефти.

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

Общие положения

В настоящем разделе приводится описание параметров и допущений, использованных для определения доходной и расходной части экономических расчетов, проводимых в рамках выбора рентабельного варианта разработки месторождения Лактыбай, а также определения максимальных выгод для недропользователя и Республики Казахстан.

В экономическую оценку включены технологические показатели вариантов разработки, отличающиеся вводом скважин из бурения, уровнями добычи УВ, объемом закачиваемых рабочих агентов.

Варианты систем разработки подверглись экономической оценке в целом по месторождению за весь период расчета.

Экономические показатели вариантов разработки определены в строгом соответствии с проектируемыми по вариантам уровнями технологических показателей.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов применительно к рассматриваемым вариантам технико-экономических показателей.

В процессе экономической оценки выявлен наиболее рациональный вариант разработки месторождения, отвечающий критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды.

В расчетах отражены доходная часть и прямые затраты на операционные и текущие

расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации вариантов. Определена сумма как расходов, связанных с обычной деятельностью предприятия (эксплуатационные затраты), валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли.

Доходная часть

Нормативы реализации УВ

В основу экономических показателей вариантов разработки заложены прогнозные цены на нефть, основываясь на базовых условиях проекта, как показано в таблице 3.6.1. Цены на нефть в течение всего срока разработки изменяются с учетом эскалации 3,5% с 2032г.

Недропользователь предоставляет скидку на стоимость товарной нефти при реализации на экспорт.

Транспорт продукции

Транспортные расходы, приведенные в таблице 3.6.1, по реализации товарной продукции, учитываются при определенных принятых допущениях и включают в себя:

- транспортировку;
- терминал;
- прием, хранение и отгрузку продукта реализации;
- оформление документов.

Таблица 3.6.1 - Маркетинговые показатели

Наименование показателей	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030
Обменный курс доллара	тг/долл	540	480	480	480	480
Реализация по направлениям						
Экспорт	%	0	100	100	100	100
Внутренний рынок	%	100	0	0	0	0
Транспортные тарифы по направлениям						
Экспорт	тг/тонн	0	20 598	20 598	20 598	20 598
Внутренний рынок	тг/тонн	9 939	0	0	0	0
Цены по направлениям						
Экспорт с учетом скидки	тг/тонн	0	236 390	239 846	239 846	239 846
Внутренний рынок	тг/тонн	71 439	0	0	0	0

Расходная часть

Капитальные вложения

Капитальные вложения включают в себя:

- Бурение скважин;
- Обустройство скважин;
- Модернизация месторождения;

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат. Эксплуатационные затраты рассчитаны в соответствии с

основными удельными технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти.

Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

- затраты на материалы;
- затраты на электроэнергию;
- обучение персонала;
- услуги сторонних организаций производственного характера;
- затраты на страхование;
- амортизационные отчисления.

Оплата труда персонала рассчитана исходя из численности персонала, рассчитанной по нормативам для предприятий нефтяной и газовой промышленности и среднемесячной заработной платы.

При расчете услуг сторонних организаций производственного и не производственного характера исходили из удельных затрат на тонну добываемой нефти и удельных затрат на одну скважину.

При оценке амортизационных отчислений использованы различные методы начисления амортизации: производственный и прямолинейный. При производственном методе амортизация рассчитывается в зависимости от извлекаемых запасов и годовой добычи углеводородов, в соответствии со стандартом бухгалтерского учета РК «Учет и отчетность нефтегазодобывающей промышленности» и методическими рекомендациями к нему.

Также используется прямолинейный метод начисления амортизации, который предусматривает расчет отчислений на реновацию, исходя из среднего срока службы основных фондов.

При расчете капитальных и эксплуатационных затрат использовалась инфляция с 2027-2028 гг. - 6,5%, 2029-2031 гг. – 7%, далее 3.5%.

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблице 3.6.2.

Таблица 3.6.2 - Техничко-экономические нормативы расчета капитальных и эксплуатационных затрат

Наименование показателей	Ед.изм.	Значения
Эксплуатационные затраты		
Стоимость суток проката полнокомплектных УЭЦН	тыс.тг/год	31 173
Прочие расходы по реализации	тыс.тг/год	35 480
Расходы по реализации на экспорт	тг/тн.н.	93
Консультационные услуги	тыс.тг/скв	3 100
Командировочные	тыс.тг/скв	167
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг/скв	2 308
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг/скв	3 230
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг/скв	9 563
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	тыс.тг/скв	33

Работы и услуги производственного характера	тыс.тг/скв	17 951
Утилизация ПНГ	тг/млн.м3	50 617
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	%	1%
Расходы на социальную сферу	тыс.тг/скв	8 280
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг/скв	19 336
Расходы на охрану объектов	тыс.тг/скв	53 694
Страхование	тыс.тг/скв	3 660
Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ)	тыс.тг/скв	5 143
Энергия	тыс.тг/т.н	129
ФОТ ОПП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1 работника ОПП в месяц	тг	760 836,53
Капитальные вложения		
Добуривание 48 скважины	тыс.тг	1 267 512
Средняя стоимость бурения оценочной скважины	тыс.тг	4 995 749
Средняя стоимость бурения эксплуатационной скважины	тыс.тг	4 684 223
Средняя стоимость наземного оборудования	тыс.тг	121 344
Разработка РП - Обустройство добывающей скважины	тыс.тг	10 391
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	30638

Налоги и прочие платежи

Все выплаты и налоговые отчисления, производятся согласно Налоговому Законодательству Республики Казахстан и контракту на недропользование. Согласно контракту, на недропользование ТОО «Казахтуркмунай» платит в течение всего срока действия договора, следующие виды налогов и сборов:

- Налог на добычу полезных ископаемых по ставкам, согласно шкале (таблица 3.6.3);
- Рентный налог на экспорт нефти по ставкам, согласно шкале (таблица 3.6.4)
- Экспортную таможенную пошлину, согласно шкале (таблица 3.6.5)
- Корпоративный подоходный налог по ставке 20%.
- Налог на сверхприбыль, согласно шкале (таблица 3.6.6).
- Социальный налог по ставке -6%.
- Социальные отчисления – 5%.
- ОСМС – 3%.
- Налог на имущество по ставке 1,5%.

Таблица 3.6.3 - Ставки налога на добычу

№ п/п	Объем годовой добычи	Ставки для реализации на внешний рынок, %	Ставки для реализации на внутренний рынок, %
1.	до 250 000 тонн включительно	5	2,5
2.	до 500 000 тонн включительно	7	3,5
3.	до 1 000 000 тонн включительно	8	4
4.	до 2 000 000 тонн включительно	9	4,5
5.	до 3 000 000 тонн включительно	10	5
6.	до 4 000 000 тонн включительно	11	5,5
7.	до 5 000 000 тонн включительно	12	6
8.	до 7 000 000 тонн включительно	13	6,5
9.	до 10 000 000 тонн включительно	15	7,5
10.	свыше 10 000 000 тонн	18	9

Таблица 3.6.4 - Ставки рентного налога на экспорт

№ п/п	Мировая цена	Ставка, %
-------	--------------	-----------

1.	До 20 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	0
3.	До 40 долларов США за баррель включительно	0
4.	До 50 долларов США за баррель включительно	7
5.	До 60 долларов США за баррель включительно	11
6.	До 70 долларов США за баррель включительно	14
7.	До 80 долларов США за баррель включительно	16
8.	До 90 долларов США за баррель включительно	17
9.	До 100 долларов США за баррель включительно	19
10.	До 110 долларов США за баррель включительно	21
11.	До 120 долларов США за баррель включительно	22
12.	До 130 долларов США за баррель включительно	23
13.	До 140 долларов США за баррель включительно	25
14.	До 150 долларов США за баррель включительно	26
15.	До 160 долларов США за баррель включительно	27
16.	До 170 долларов США за баррель включительно	29
17.	До 180 долларов США за баррель включительно	30
18.	До 190 долларов США за баррель включительно	32
19.	До 200 долларов США за баррель и выше	32

Таблица 3.6.5 - Шкала экспортной таможенной пошлины

№ п/п	Мировая цена	\$/тонну
1.	До 25 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	10
3.	До 35 долларов США за баррель включительно	20
4.	До 40 долларов США за баррель включительно	35
5.	До 45 долларов США за баррель включительно	40
6.	До 50 долларов США за баррель включительно	45
7.	До 55 долларов США за баррель включительно	50
8.	До 60 долларов США за баррель включительно	55
9.	До 65 долларов США за баррель включительно	60
10.	До 70 долларов США за баррель включительно	65
11.	До 75 долларов США за баррель включительно	70
12.	До 80 долларов США за баррель включительно	75
13.	До 85 долларов США за баррель включительно	80
14.	До 90 долларов США за баррель включительно	85
15.	До 95 долларов США за баррель включительно	90
16.	До 100 долларов США за баррель включительно	95
17.	До 105 долларов США за баррель включительно	100
18.	До 115 долларов США за баррель включительно	115
19.	До 125 долларов США за баррель включительно	130
20.	До 135 долларов США за баррель включительно	145
21.	До 145 долларов США за баррель включительно	160
22.	До 155 долларов США за баррель включительно	176
23.	До 165 долларов США за баррель включительно	191
24.	До 175 долларов США за баррель включительно	206
25.	До 185 долларов США за баррель включительно	221
26.	От 185 долларов США за баррель и выше	236

Таблица 3.6.6 - Ставки налога на сверхприбыль

№ уровня	Шкала распределения чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль, процент от суммы вычетов	Процент для расчета предельной суммы распределения чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль	Ставка, %
1	меньшее или равное 25 процентам	25	-
2	от 25 процентов до 30 процентов включительно	5	10

№ уровня	Шкала распределения чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль, процент от суммы вычетов	Процент для расчета предельной суммы распределения чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль	Ставка, %
3	от 30 процентов до 40 процентов включительно	10	20
4	от 40 процентов до 50 процентов включительно	10	30
5	от 50 процентов до 60 процентов включительно	10	40
6	от 60 процентов до 70 процентов включительно	10	50
7	свыше 70 процентов	в соответствии с подпунктом 2) пункта 2 статьи 761 Налогового Кодекса	60

Ставка дисконтирования

Для расчета чистой приведенной стоимости (ЧПС) введена ставка дисконтирования в размере 10,85%

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Согласно основным положениям вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей по месторождению в 2-х вариантах.

В качестве рекомендуемого варианта предлагается к реализации I вариант разработки, в процессе реализации которого достигается максимально длительный период экономической рентабельности разработки и экономических показателей доходности.

При реализации рекомендуемого I варианта разработки экономически рентабельный период разработки месторождения длится до 2042г. За период разработки проектный уровень добычи нефти в целом по месторождению приходится на 2030г и составляет 107,3 тыс.т. Накопленная добыча нефти по месторождению в целом к концу экономически рентабельного периода разработки (2042г) составит 2835,9 тыс.т, что соответствует значению КИН в целом по месторождению 0,272 доли ед.

Прогнозные технологические показатели разработки в целом по месторождению и эксплуатационным объектам согласно рекомендуемому I варианту представлены в таблицах 4.1.1-4.1.8.

Таблица 4.1.1 - Характеристика фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	1	1	0	9	3	62,2	2	3	3	0	6	3	2	45,5	45,6	68,3
2027	1	1	0	10	0	66,4	0	0	0	0	7	6	2	41,6	42,7	77,9
2028	1	1	0	11	0	70,6	0	0	0	0	8	7	2	39,4	41,0	87,5
2029	1	1	0	12	0	75,6	0	0	0	0	9	9	2	37,1	39,0	92,4
2030	0	0	0	12	0	75,6	0	0	0	0	9	9	2	34,4	37,5	91,2
2031	1	1	0	13	0	79,8	0	0	0	0	10	10	2	30,6	34,2	92,8
2032	0	0	0	13	0	79,8	0	0	0	0	10	10	2	28,9	34,3	97,9
2033	1	1	0	14	0	84,0	1	1	1	0	10	10	3	25,0	31,6	94,1
2034	0	0	0	14	0	84,0	0	0	0	0	10	10	3	22,5	30,4	88,3
2035	1	1	0	15	0	89,0	0	0	0	0	11	11	3	20,0	28,7	84,3
2036	0	0	0	15	0	89,0	0	1	1	0	10	10	3	19,1	28,7	80,8
2037	0	0	0	15	0	89,0	0	0	0	0	10	10	3	17,4	28,1	77,9
2038	0	0	0	15	0	89,0	0	1	1	0	9	9	3	15,9	27,8	75,4
2039	0	0	0	15	0	89,0	0	1	1	0	8	8	3	15,4	29,2	73,0
2040	0	0	0	15	0	89,0	0	1	1	0	7	7	3	14,3	29,4	71,1
2041	0	0	0	15	0	89,0	0	0	0	0	7	7	3	12,6	28,0	69,6
2042	0	0	0	15	0	89,0	0	0	0	0	7	7	3	11,1	26,9	68,3

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. Вариант 1 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Добыча газа, млн.м³		ГФ, м³/т
		начальных	текущих				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		годовая	накопленная	годовая	накопленная	
2026	87,7	3,7	11,4	1668,4	71,1	0,160	87,8	36,8	1669,1	36,8	0,1	4,1	4,1	19,309	179,866	220,1
2027	90,9	3,9	13,4	1759,3	75,0	0,169	93,4	79,6	1762,5	116,4	2,7	54,1	58,2	21,665	201,531	238,4
2028	99,9	4,3	17,0	1859,2	79,2	0,178	103,9	93,8	1866,4	210,2	3,8	60,7	118,9	25,809	227,340	258,3
2029	105,7	4,5	21,7	1964,9	83,7	0,188	111,1	111,1	1977,5	321,2	4,8	64,1	182,9	29,586	256,927	279,8
2030	107,3	4,6	28,1	2072,2	88,3	0,199	116,9	116,9	2094,3	438,1	8,2	78,2	261,2	31,618	288,544	294,7
2031	98,3	4,2	35,8	2170,6	92,5	0,208	110,0	110,0	2204,3	548,1	10,6	96,5	357,6	29,114	317,658	296,2
2032	100,2	4,3	56,8	2270,7	96,8	0,218	119,0	119,0	2323,3	667,1	15,8	101,9	459,5	28,677	346,335	286,2
2033	84,8	3,6	100,0	2355,6	100,4	0,226	107,2	107,2	2430,5	774,2	20,8	113,4	572,9	23,552	369,888	277,7
2034	78,1	3,3	100,0	2433,7	103,7	0,233	105,5	105,5	2535,9	879,7	25,9	122,5	695,4	21,134	391,022	270,5
2035	71,0	3,0	100,0	2504,7	106,7	0,240	102,0	102,0	2638,0	981,8	30,4	116,9	812,2	18,367	409,389	258,5
2036	69,1	2,9	100,0	2573,8	109,7	0,247	103,9	103,9	2741,9	1085,6	33,5	112,1	924,3	16,847	426,236	243,9
2037	60,1	2,6	100,0	2633,9	112,2	0,253	96,8	96,8	2838,7	1182,5	38,0	108,0	1032,4	14,106	440,341	234,8
2038	52,0	2,2	100,0	2685,9	114,4	0,258	90,7	90,7	2929,4	1273,2	42,6	104,6	1136,9	11,726	452,068	225,4
2039	45,1	1,9	100,0	2731,0	116,4	0,262	85,3	85,3	3014,7	1358,5	47,2	101,3	1238,3	9,748	461,815	216,4
2040	39,5	1,7	100,0	2770,5	118,0	0,266	81,0	81,0	3095,7	1439,4	51,2	98,6	1336,9	8,205	470,021	207,8
2041	34,8	1,5	100,0	2805,2	119,5	0,269	77,3	77,3	3173,0	1516,7	55,0	96,5	1433,4	6,940	476,961	199,6
2042	30,6	1,3	100,0	2835,9	120,8	0,272	74,0	74,0	3247,0	1590,7	58,6	94,8	1528,2	5,874	482,835	191,7

Таблица 4.1.3 - Характеристика фонда скважин I объекта. Вариант 1 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	2	1	10,0	1	1	0	1	1	1	11,8	11,8	30,0
2027	0	0	0	2	0	10,0	0	0	0	1	1	1	9,1	10,7	40,0
2028	0	0	0	2	0	10,0	0	0	0	1	1	1	7,7	9,8	45,0
2029	1	1	0	3	0	15,0	0	0	0	2	2	1	18,9	21,6	60,0
2030	0	0	0	3	0	15,0	0	0	0	2	2	1	36,2	40,7	60,0
2031	0	0	0	3	0	15,0	0	0	0	2	2	1	32,4	37,4	60,0
2032	0	0	0	3	0	15,0	0	0	0	2	2	1	29,0	34,2	60,0
2033	0	0	0	3	0	15,0	0	0	0	2	2	1	25,9	31,1	60,0
2034	0	0	0	3	0	15,0	0	0	0	2	2	1	23,2	28,3	60,0
2035	1	1	0	4	0	20,0	0	0	0	3	3	1	22,5	27,4	60,0
2036	0	0	0	4	0	20,0	0	1	0	2	2	1	27,5	33,3	60,0
2037	0	0	0	4	0	20,0	0	0	0	2	2	1	30,2	36,7	60,0
2038	0	0	0	4	0	20,0	0	0	0	2	2	1	27,1	33,5	60,0
2039	0	0	0	4	0	20,0	0	0	0	2	2	1	24,3	30,4	60,0
2040	0	0	0	4	0	20,0	0	0	0	2	2	1	21,8	27,6	60,0
2041	0	0	0	4	0	20,0	0	0	0	2	2	1	19,6	25,0	60,0
2042	0	0	0	4	0	20,0	0	0	0	2	2	1	17,6	22,7	60,0

Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 1 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	4,3	1,0	2,0	204,3	48,8	0,154	4,3	4,3	204,4	4,3	0,0	0,9	0,9	14,8	0,3	0,953	14,183
2027	3,1	0,8	1,5	207,4	49,5	0,156	3,7	3,7	208,1	8,0	14,8	13,9	14,8	280,4	5,0	0,752	14,935
2028	2,7	0,6	1,3	210,1	50,1	0,158	3,4	3,4	211,5	11,4	21,3	15,6	30,4	349,9	10,2	0,694	15,629
2029	8,0	1,9	3,8	218,1	52,1	0,164	9,2	9,2	220,7	20,6	12,7	20,8	51,2	168,4	16,5	2,241	17,869
2030	25,1	6,0	12,5	243,2	58,1	0,183	28,2	28,2	248,9	48,8	11,0	20,8	72,0	54,3	20,7	6,714	24,584
2031	22,5	5,4	12,8	265,7	63,4	0,200	25,9	25,9	274,9	74,8	13,3	20,8	92,8	59,6	24,3	5,722	30,306
2032	20,1	4,8	13,1	285,8	68,2	0,215	23,7	23,7	298,5	98,5	15,2	20,8	113,6	65,7	27,4	4,877	35,183
2033	18,0	4,3	13,5	303,8	72,5	0,228	21,6	21,6	320,1	120,0	16,7	20,8	134,4	72,5	30,3	4,158	39,341
2034	16,1	3,8	14,0	319,9	76,3	0,241	19,6	19,6	339,7	139,6	18,0	20,8	155,2	80,1	33,1	3,545	42,886
2035	17,7	4,2	17,8	337,5	80,6	0,254	21,5	21,5	361,2	161,2	17,9	20,8	176,0	73,0	35,4	3,712	46,598
2036	23,1	5,5	28,3	360,6	86,1	0,271	27,9	27,9	389,2	189,1	17,4	20,8	196,8	56,1	36,8	4,620	51,218
2037	20,4	4,9	34,9	381,0	90,9	0,286	24,8	24,8	414,0	213,9	17,8	20,8	217,6	63,3	38,4	3,892	55,110
2038	18,3	4,4	48,2	399,3	95,3	0,300	22,6	22,6	436,6	236,5	19,0	20,8	238,4	69,8	39,9	3,330	58,441
2039	16,4	3,9	83,4	415,7	99,2	0,313	20,5	20,5	457,1	257,0	20,0	20,8	259,2	77,0	41,5	2,849	61,290
2040	14,7	3,5	100,0	430,5	102,7	0,324	18,6	18,6	475,8	275,7	20,9	20,8	280,0	85,1	43,2	2,438	63,728
2041	13,2	3,2	100,0	443,7	105,9	0,334	16,9	16,9	492,7	292,6	21,7	20,8	300,9	94,2	44,9	2,086	65,813
2042	11,9	2,8	100,0	455,6	108,7	0,343	15,3	15,3	507,9	307,9	22,3	20,8	321,7	104,3	46,6	1,784	67,597

Таблица 4.1.5 - Характеристика фонда скважин II объекта. Вариант 1 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	1	1	0	4	2	30,7	1	2	0	3	2	1	57,8	58,0	106,6
2027	1	1	0	5	0	34,9	0	0	0	4	4	1	52,4	54,1	115,9
2028	0	0	0	5	0	34,9	0	0	0	4	4	1	48,2	50,5	130,1
2029	0	0	0	5	0	34,9	0	0	0	4	4	1	40,5	43,5	124,7
2030	0	0	0	5	0	34,9	0	0	0	4	4	1	34,0	37,4	118,2
2031	1	1	0	6	0	39,1	0	0	0	5	5	1	31,4	35,6	118,3
2032	0	0	0	6	0	39,1	0	0	0	5	5	1	31,9	39,5	133,8
2033	0	0	0	6	0	39,1	1	1	0	4	4	2	26,4	36,8	113,3
2034	0	0	0	6	0	39,1	0	0	0	4	4	2	21,6	35,2	96,6
2035	0	0	0	6	0	39,1	0	0	0	4	4	2	18,3	33,3	88,5
2036	0	0	0	6	0	39,1	0	0	0	4	4	2	15,5	31,7	81,6
2037	0	0	0	6	0	39,1	0	0	0	4	4	2	13,1	30,4	75,8
2038	0	0	0	6	0	39,1	0	0	0	4	4	2	11,1	29,2	70,8
2039	0	0	0	6	0	39,1	0	1	0	3	3	2	10,7	32,2	66,1
2040	0	0	0	6	0	39,1	0	1	0	2	2	2	10,4	36,2	62,2
2041	0	0	0	6	0	39,1	0	0	0	2	2	2	8,8	35,2	59,2
2042	0	0	0	6	0	39,1	0	0	0	2	2	2	7,5	34,4	56,6

Таблица 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 1 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	48,7	3,3	14,2	1198,6	80,3	0,253	48,8	32,5	1199,2	32,5	0,2	3,2	3,2	4,0	0,2	10,711	126,244
2027	60,1	4,0	20,4	1258,7	84,3	0,265	62,1	62,1	1261,2	94,6	3,2	40,2	43,4	40,0	2,1	14,327	140,571
2028	66,8	4,5	28,5	1325,6	88,8	0,280	70,1	70,1	1331,3	164,7	4,7	45,1	88,5	40,0	4,1	17,267	157,838
2029	56,2	3,8	33,5	1381,7	92,5	0,291	60,3	60,3	1391,7	225,0	6,9	43,3	131,8	45,0	5,8	15,719	173,556
2030	47,2	3,2	42,4	1429,0	95,7	0,301	51,9	51,9	1443,6	276,9	9,1	41,0	172,7	50,0	7,3	14,314	187,871
2031	46,4	3,1	72,4	1475,3	98,8	0,311	52,6	52,6	1496,2	329,5	11,8	41,0	213,7	50,0	8,8	13,727	201,598
2032	55,2	3,7	100,0	1530,6	102,5	0,323	68,4	68,4	1564,6	398,0	19,3	46,4	260,1	45,0	10,2	15,960	217,557
2033	41,0	2,7	100,0	1571,6	105,3	0,331	57,2	57,2	1621,9	455,2	28,3	57,9	318,0	70,0	12,1	11,571	229,129
2034	30,0	2,0	100,0	1601,6	107,3	0,338	48,8	48,8	1670,6	504,0	38,4	67,0	385,0	100,0	14,3	8,267	237,396
2035	25,4	1,7	100,0	1627,0	109,0	0,343	46,2	46,2	1716,9	550,2	45,1	61,4	446,4	100,0	16,2	6,828	244,224
2036	21,5	1,4	100,0	1648,5	110,4	0,348	44,0	44,0	1760,9	594,2	51,2	56,6	503,0	100,0	17,9	5,642	249,866
2037	18,2	1,2	100,0	1666,7	111,6	0,351	42,2	42,2	1803,0	636,4	56,8	52,6	555,6	100,0	19,4	4,663	254,529
2038	15,4	1,0	100,0	1682,1	112,7	0,355	40,5	40,5	1843,6	676,9	62,0	49,1	604,7	100,0	20,8	3,856	258,385
2039	12,9	0,9	100,0	1695,0	113,5	0,357	39,0	39,0	1882,5	715,9	66,9	45,8	650,5	100,0	22,0	3,147	261,532
2040	10,8	0,7	100,0	1705,8	114,3	0,360	37,6	37,6	1920,2	753,5	71,3	43,1	693,7	100,0	23,1	2,573	264,106
2041	9,2	0,6	100,0	1715,0	114,9	0,362	36,7	36,7	1956,8	790,2	75,0	41,1	734,7	100,0	24,1	2,132	266,237
2042	7,8	0,5	100,0	1722,7	115,4	0,363	35,8	35,8	1992,6	826,0	78,3	39,3	774,0	100,0	25,1	1,767	268,004

Таблица 4.1.7 - Характеристика фонда скважин III объекта. Вариант 1 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	3	0	21,5	0	0	0	0	2	0	0	48,1	48,1	0,0
2027	0	0	0	3	0	21,5	0	0	0	0	2	1	0	39,9	39,9	0,0
2028	1	1	0	4	0	25,7	0	0	0	0	3	2	0	38,0	38,0	0,0
2029	0	0	0	4	0	25,7	0	0	0	0	3	3	0	40,0	40,0	0,0
2030	0	0	0	4	0	25,7	0	1	0	0	3	3	1	33,6	35,3	100,0
2031	0	0	0	4	0	25,7	0	0	0	0	3	3	1	28,3	30,2	100,0
2032	0	0	0	4	0	25,7	0	0	0	0	3	3	1	23,9	25,9	100,0
2033	1	1	0	5	0	29,9	0	0	0	0	4	4	1	22,5	24,7	100,0
2034	0	0	0	5	0	29,9	0	0	0	0	4	4	1	23,1	26,7	100,0
2035	0	0	0	5	0	29,9	0	0	0	0	4	4	1	20,2	24,7	100,0
2036	0	0	0	5	0	29,9	0	0	0	0	4	4	1	17,7	23,0	100,0
2037	0	0	0	5	0	29,9	0	0	0	0	4	4	1	15,5	21,5	100,0
2038	0	0	0	5	0	29,9	0	0	1	0	3	3	1	15,2	22,9	100,0
2039	0	0	0	5	0	29,9	0	0	0	0	3	3	1	15,1	24,8	100,0
2040	0	0	0	5	0	29,9	0	0	0	0	3	3	1	13,4	23,7	100,0
2041	0	0	0	5	0	29,9	0	0	0	0	3	3	1	11,9	22,8	100,0
2042	0	0	0	5	0	29,9	0	0	0	0	3	3	1	10,6	22,0	100,0

Таблица 4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	34,7	8,0	17,0	265,5	61,0	0,061	34,7	0,0	265,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,645	39,439
2027	27,6	6,4	16,3	293,1	67,4	0,067	27,6	13,8	293,1	13,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,587	46,026
2028	30,4	7,0	21,4	323,5	74,4	0,074	30,4	20,3	323,5	34,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,848	53,874
2029	41,6	9,6	37,3	365,1	83,9	0,084	41,6	41,6	365,1	75,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,627	65,501
2030	34,9	8,0	50,0	400,0	92,0	0,092	36,7	36,7	401,8	112,4	4,8	16,4	16,4	23,2	2,1	10,589	76,090
2031	29,4	6,8	84,2	429,5	98,7	0,099	31,4	31,4	433,2	143,8	6,3	34,7	51,1	57,6	6,0	9,665	85,755
2032	24,9	5,7	100,0	454,4	104,4	0,104	26,9	26,9	460,1	170,7	7,6	34,7	85,8	67,8	9,5	7,840	93,595
2033	25,8	5,9	100,0	480,2	110,4	0,110	28,3	28,3	488,5	199,0	8,9	34,7	120,5	64,8	12,6	7,823	101,418
2034	32,0	7,4	100,0	512,2	117,7	0,118	37,1	37,1	525,6	236,1	13,7	34,7	155,1	50,8	15,1	9,322	110,740
2035	28,0	6,4	100,0	540,2	124,2	0,124	34,3	34,3	559,9	270,4	18,4	34,7	189,8	56,5	17,4	7,827	118,567
2036	24,5	5,6	100,0	564,7	129,8	0,130	31,9	31,9	591,8	302,3	23,2	34,7	224,5	62,4	19,6	6,585	125,152
2037	21,5	4,9	100,0	586,2	134,8	0,135	29,9	29,9	621,7	332,2	28,1	34,7	259,2	68,6	21,7	5,550	130,701
2038	18,3	4,2	100,0	604,5	139,0	0,139	27,6	27,6	649,3	359,8	33,6	34,7	293,8	77,0	23,7	4,540	135,242
2039	15,7	3,6	100,0	620,2	142,6	0,142	25,8	25,8	675,0	385,6	39,0	34,7	328,5	85,2	25,7	3,751	138,993
2040	14,0	3,2	100,0	634,2	145,8	0,146	24,7	24,7	699,7	410,3	43,5	34,7	363,2	91,7	27,5	3,195	142,187
2041	12,4	2,8	100,0	646,5	148,6	0,149	23,7	23,7	723,5	434,0	47,9	34,7	397,9	98,3	29,4	2,723	144,910
2042	11,0	2,5	100,0	657,5	151,2	0,151	22,9	22,9	746,4	456,9	52,1	34,7	432,5	104,9	31,2	2,323	147,233

Согласно ст.277, п.12, пп. 3 Кодекса «О недрах и недропользовании», устанавливается выполнение следующих показателей проектных документов:

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

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

В таблице 4.1.10 представлены предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей.

Таблица 4.1.10 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей

№№ п/п	Параметры	Объекты		
		I	II	III
1	Плотность сетки скважин, га/скв	152,5 на начало разбурирования	423,4 на начало разбурирования	262,4 на начало разбурирования
		76,3 на конец разбурирования	211,7 на конец разбурирования	104,9 на конец разбурирования
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	3:1	5:2	4:1
3	Коэффициент компенсации отборов, %	±10% от годовых показателей компенсации отбора закачкой, указанных в таблицах раздела 10.1		-
4	Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения	$R_{пл} > R_{нас}$		
		$R_{заб} \geq R_{нас}$		
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	$\Delta P = R_{пл} - R_{заб}$		
		где минимальное $R_{заб} \geq R_{нас}$		
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м ³ /т	112,0	240,0	320
7	Объемы добычи углеводородов, тыс.т.	±10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1		
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.м ³	±10% от годовых показателей объемов закачки, указанных в таблицах, приведенных в разделе 10.1		-
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 10.1		

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

Расчет экономической эффективности проекта проводился на основе технико-технологических показателей добычи нефти и газа по трем представленным вариантам. В результате проведенных расчетов были определены выручка от реализации продукции, эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа, инвестиций в капитальное строительство, чистая прибыль недропользователя, а также налоги и отчисления в бюджет.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами по проекту.

При оценке экономической эффективности вариантов разработки в работе использовались основные и оценочные показатели. К основным показателям эффективности относятся:

- денежные потоки;
- дисконтированные денежные потоки (NPV);
- индекс доходности (PI);
- срок окупаемости проекта;
- рентабельный период.

К оценочным показателям относятся:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа;
- доход государства - налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды Республики Казахстан.

Чистый денежный поток представляет собой разность между суммами поступлений и выплат денежных средств компании за определенный период времени. Чистый денежный поток или поток наличных денег используется для расчёта показателей экономической эффективности инвестиций, а также для анализа движения денежных средств.

В целях определения ценности проекта был рассчитан дисконтированный поток денежных средств, который является основным критерием оценки эффективности проекта. На основе денежного потока были рассчитаны внутренняя норма дохода и срок окупаемости проекта.

Дисконтирование — метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта, отражающий ценность прошлых и будущих доходов с современных позиций.

Срок окупаемости инвестиций наступает при переходе дисконтированного потока денежной наличности в положительную величину. Чем меньше значение этого показателя,

тем эффективнее рассматриваемый проект.

Каждый из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для решения вопроса об эффективности предложенного проекта. Решение о принятии его к реализации принимается с учетом результатов анализа всех полученных интегральных показателей и подходов к разработке месторождения.

Результаты расчетов экономических показателей разработки месторождения по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 4.2.1-4.2.5. Экономические показатели по альтернативному варианту приведены в табличных приложениях 4.2.1- 4.2.5.

Таблица 4.2.1 - Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 1)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Оценочная скважина		4 995 749	4 995 749	-	-	-	-	-	-	-
Итого		4 995 749	4 995 749	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией		4 995 749	4 995 749	-	-	-	-	-	-	-
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)										
Ввод из бурения добывающих скважин	тыс.тг	29 372 849	1 267 512	4 684 223	4 684 223	4 684 223	0	4 684 223	0	4 684 223
Итого строительство скважин	тыс.тг	29 372 849	1 267 512	4 684 223	4 684 223	4 684 223	0	4 684 223	0	4 684 223
Итого с инфляцией	тыс.тг	32 289 457	1 267 512	4 684 223	4 684 223	4 684 223	0	4 988 697	0	5 684 870
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	91 914	61 276	0	0	0	0	0	0	30 638
Вывод из бездействия добывающих скважин	тыс.тг	329 799	329 799	0	0	0	0	0	0	0
ОРЗ	тыс.тг	35 000	0	0	0	0	35 000	0	0	0
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	29 829 562	1 658 587	4 684 223	4 684 223	4 684 223	35 000	4 684 223	0	4 714 861
Итого с инфляцией	тыс.тг	32 752 715	1 658 587	4 684 223	4 684 223	4 684 223	35 000	4 988 697	0	5 722 053
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО										
Обустройство промысла										
Обустройство скважины	тыс.тг	1 036 720	0	430 000	121 344	121 344	0	121 344	0	121 344
Байпасный переход нефтепровода	тыс.тг	248 219	248 219	0	0	0	0			
Система ППД на м/р Лактыбай+АН	тыс.тг	1 353 985	1 353 985	0	0	0	0			
Работы по реконструкции объектов на месторождении	тыс.тг	273 230	96 808	176 422	0	0	0	0	0	0
Услуги по контролю за строительно-монтажными работами проводимых на объектах	тыс.тг	90 966	30 966	15 000	15 000	15 000	15 000	0	0	0
НИР/ПИР	тыс.тг	175 000	0	0	0	25 000	0	25 000	0	25 000
Приобретение ОС	тыс.тг	30 000	30 000	0	0	0	0	0	0	0
Проект землеустроительных работ	тыс.тг	6 120	3 000	3 120	0	0	0	0	0	0
Совершенствование технологии ГРП	тыс.тг	12 076	2 119	2 292	2 463	2 633	2 570	0	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	3 226 317	1 765 098	626 834	138 807	163 977	17 570	146 344	0	146 344
Итого с инфляцией	тыс.тг	3 358 292	1 765 098	626 834	138 807	163 977	17 570	155 856	0	177 606
ВСЕГО	тыс.тг	38 051 628	8 419 434	5 311 057	4 823 030	4 848 200	52 570	4 830 567	0	4 861 205
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	41 106 757	8 419 434	5 311 057	4 823 030	4 848 200	52 570	5 144 554	0	5 899 659

Продолжение таблицы 4.2.1

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Оценочная скважина		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией		-	-	-	-	-	-	-	-	-
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)										
Ввод из бурения добывающих скважин	тыс.тг	0	4 684 223	0	0	0	0	0	0	0
Итого строительство скважин	тыс.тг	0	4 684 223	0	0	0	0	0	0	0
Итого с инфляцией	тыс.тг	0	6 295 709	0	0	0	0	0	0	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Вывод из бездействия добывающих скважин	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ОРЗ	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	0	4 684 223	0	0	0	0	0	0	0
Итого с инфляцией	тыс.тг	0	6 295 709	0	0	0	0	0	0	0
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО										
Обустройство промысла										
Обустройство скважины	тыс.тг	0	121 344	0	0	0	0	0	0	0
Байпасный переход нефтепровода	тыс.тг					0	0	0	0	0
Система ППД на м/р Лактыбай+АН	тыс.тг					0	0	0	0	0
Работы по реконструкции объектов на месторождении	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Услуги по контролю за строительно-монтажными работами проводимых на объектах	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НИР/ПИР	тыс.тг	0	25 000	0	25 000	0	25 000	0	25 000	0
Приобретение ОС	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Проект землеустроительных работ	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Совершенствование технологии ГРП	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	0	146 344	0	25 000	0	25 000	0	25 000	0
Итого с инфляцией	тыс.тг	0	196 690	0	35 994	0	38 557	0	41 304	0
ВСЕГО	тыс.тг	0	4 830 567	0	25 000	0	25 000	0	25 000	0
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	0	6 492 399	0	35 994	0	38 557	0	41 304	0

Таблица 4.2.2 - Бюджетная эффективность в целом по месторождению (вариант 1)

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	3 094 216,17	80 221,04	102 240,63	124 609,18	146 665,00	156 931,55	177 189,99	183 391,64	205 627,87
Налог на имущество	тыс.тг	3 217 151,15	107 592,66	176 198,82	211 709,46	239 381,78	232 911,75	229 622,70	226 745,97	229 288,81
Прочие налоги	тыс.тг	227 692,59	8 986,63	9 570,76	10 192,86	10 906,36	11 669,81	12 078,25	12 500,99	12 938,52
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	52 335 477,82	0,00	3 268 471,31	3 595 561,41	3 805 553,17	3 862 192,68	3 537 116,96	3 749 655,84	3 764 696,73
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	45 889 180,01	0,00	3 242 531,06	3 567 025,21	3 775 350,37	3 831 540,36	3 509 044,60	3 576 823,72	3 227 620,65
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	16 830 559,55	155 292,41	1 167 311,18	1 284 129,07	1 359 126,13	1 379 354,53	1 263 256,06	1 339 162,80	1 176 467,73
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	9 863 399,63	0,00	1 175 234,38	1 329 379,25	1 316 617,09	1 382 105,26	1 010 653,08	1 240 434,33	639 415,93
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	231 949,95	0,00	75 416,64	70 565,91	29 486,19	52 871,27	0,00	3 609,96	0,00
Общие поступления Государству	тыс.тг	131 992 518,29	-592 902,32	9 272 985,73	10 254 931,41	10 749 168,31	10 980 285,15	9 812 144,38	10 408 069,37	9 334 451,43
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	18 690 400,11	1 027 524,36	1 484 569,74	1 547 691,34	1 688 516,06	807 011,61	1 828 031,17	820 131,63	1 901 766,84
Возврат НДС Государством	тыс.тг	17 696 528,69	-592 902,32	2 111 125,00	1 547 691,34	1 688 516,06	807 011,61	1 828 031,17	820 131,63	1 901 766,84
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	132 986 389,72	1 027 524,36	8 646 430,47	10 254 931,41	10 749 168,31	10 980 285,15	9 812 144,38	10 408 069,37	9 334 451,43

Продолжение таблицы 4.2.2

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	212 824,85	237 217,85	227 983,30	235 962,71	225 435,14	213 881,59	201 243,14	193 409,03	169 381,68
Налог на имущество	тыс.тг	231 580,92	237 391,63	242 393,52	205 653,15	174 549,54	148 220,17	125 909,47	107 012,78	90 988,01
Прочие налоги	тыс.тг	13 391,37	13 860,07	14 345,17	14 847,26	15 366,91	15 904,75	16 461,42	17 037,57	17 633,88
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	3 594 624,73	3 384 190,42	3 615 608,72	3 247 615,30	2 899 662,99	2 587 090,16	2 633 747,83	2 383 620,50	2 406 069,07
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	2 971 746,63	2 870 132,76	2 953 928,69	2 567 690,78	2 344 328,57	2 028 236,33	1 869 178,89	1 890 353,34	1 663 648,05
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	1 123 320,23	1 057 559,51	1 063 414,33	955 180,97	852 842,06	760 908,87	693 091,53	627 268,55	572 873,59
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	628 534,37	302 897,11	359 104,80	268 648,59	146 084,71	64 290,73	0,00	0,00	0,00
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общие поступления Государству	тыс.тг	8 857 162,11	8 187 228,23	8 563 696,67	7 585 559,04	6 751 378,80	5 914 900,29	5 639 372,85	5 292 438,53	4 981 648,32
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	769 271,49	1 961 492,13	775 680,88	738 515,26	713 074,66	697 354,37	656 909,87	634 502,31	638 356,35
Возврат НДС Государством	тыс.тг	769 271,49	1 961 492,13	775 680,88	738 515,26	713 074,66	697 354,37	656 909,87	634 502,31	638 356,35
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	8 857 162,11	8 187 228,23	8 563 696,67	7 585 559,04	6 751 378,80	5 914 900,29	5 639 372,85	5 292 438,53	4 981 648,32

Таблица 4.2.3 - Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 1)

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Продажа продукции по направлениям										
Нефти										
на экспорт	тыс. тонн	1 156,1	0,0	90,1	99,1	104,9	106,4	97,5	99,4	84,1
на внутренний рынок	тыс. тонн	87,0	87,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Цена реализации продукции										
Нефти										
на экспорт	тг/тонн	207 619,2	207 619,2	236 390,4	239 846,4	239 846,4	239 846,4	239 846,4	248 241,0	256 929,5
на внутренний рынок	тг/тонн	71 439,4	71 439,4	69 298,4	71 031,6	73 883,9	76 660,9	76 660,9	79 344,1	82 121,1
Производственная прибыль от реализации										
Нефти										
на экспорт	тг тыс	306 923 638,8	0,0	21 291 756,0	23 764 948,7	25 152 894,3	25 527 254,5	23 378 658,8	24 664 288,4	21 595 594,5
на внутренний рынок	тг тыс	6 211 696,4	6 211 696,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Итоговый производственный доход	тг тыс	313 135 335,2	6 211 696,4	21 291 756,0	23 764 948,7	25 152 894,3	25 527 254,5	23 378 658,8	24 664 288,4	21 595 594,5

Продолжение таблицы 4.2.3

Производственный доход	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Продажа продукции по направлениям										
Нефти										
на экспорт	тыс. тонн	77,4	70,3	68,4	59,4	51,4	44,5	38,941	34,246	30,139
на внутренний рынок	тыс. тонн	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000	0,000
Цена реализации продукции										
Нефти										
на экспорт	тг/тонн	265 922,0	275 229,3	284 862,3	294 832,5	305 151,6	315 831,9	326 886,024	338 327,035	350 168,481
на внутренний рынок	тг/тонн	84 995,4	87 970,2	91 049,2	94 235,9	97 534,1	100 947,8	104 480,996	108 137,831	111 922,655
Производственная прибыль от реализации										
Нефти										
на экспорт	тг тыс	20 579 499,5	19 361 385,2	19 478 307,3	17 524 041,7	15 688 061,8	14 047 845,3	12 729 342,845	11 586 189,122	10 553 570,816
на внутренний рынок	тг тыс	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000	0,000
Итоговый производственный доход	тг тыс	20 579 499,5	19 361 385,2	19 478 307,3	17 524 041,7	15 688 061,8	14 047 845,3	12 729 342,845	11 586 189,122	10 553 570,816

Таблица 4.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли в целом по месторождению (вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)										
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	362 307,40	11 285,24	12 793,54	15 161,54	17 336,78	19 524,51	22 813,81	25 553,90	23 814,37
Затраты на ППД	тыс.тг	429 591,96	899,69	11 692,13	13 461,44	13 993,13	18 281,24	23 341,89	25 511,47	29 376,85
Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ)	тыс.тг	991 281,33	41 140,54	43 814,68	46 662,63	49 929,01	53 424,04	55 293,89	57 229,17	59 232,19
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	18 062 348,07	511 282,15	612 579,92	724 886,24	853 191,11	912 914,48	1 030 763,44	1 066 840,17	1 196 194,54
Затраты на обучение персонала	тыс.тг	753 215,72	21 626,56	63 289,20	65 361,82	67 667,73	22 567,01	74 070,69	24 997,63	84 265,77
Прокат полнокомплектных УЭЦН, включая ремонт и сервисное обслуживание	тыс.тг	3 445 080,38	109 588,10	93 518,48	124 691,30	155 864,13	155 864,13	187 036,95	187 036,95	218 209,78
Командировочные	тыс.тг	48 229,30	1 338,87	1 604,13	1 898,22	2 234,21	2 390,60	2 699,21	2 793,68	3 132,41
Консультационные услуги	тыс.тг	893 247,69	24 796,99	29 709,89	35 156,70	41 379,44	44 276,00	49 991,63	51 741,34	58 014,97
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг	286 520,10	18 466,24	11 730,27	12 492,74	13 367,23	14 302,94	14 803,54	15 321,66	15 857,92
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг	1 938 408,85	76 505,64	81 478,50	86 774,60	92 848,83	99 348,24	102 825,43	106 424,32	110 149,17
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	тыс.тг	9 636,00	267,50	320,50	379,26	446,38	477,63	539,29	558,16	625,84
Работы и услуги производственного характера	тыс.тг	3 460 322,23	143 611,63	152 946,38	162 887,90	174 290,05	186 490,35	193 017,52	199 773,13	206 765,19
Утидизация ПНГ	тыс.тг	645 539,64	645 539,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расходы на НИР	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	тыс.тг	936 532,67	55 966,91	107 597,31	72 250,98	70 642,21	73 481,21	26 661,58	79 647,92	28 856,61
Расходы на социальную сферу	тыс.тг	209 788,80	8 280,00	8 818,20	9 391,38	10 048,78	10 752,19	11 128,52	11 518,02	11 921,15
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг	3 847 022,46	154 689,91	164 744,75	175 453,16	187 734,88	200 876,33	207 907,00	215 183,74	222 715,17
Расходы на охрану объектов	тыс.тг	10 682 668,85	429 553,27	457 474,23	487 210,06	521 314,76	557 806,80	577 330,04	597 536,59	618 450,37
Страхование	тыс.тг	741 954,79	29 283,67	31 187,11	33 214,27	35 539,27	38 027,02	39 357,96	40 735,49	42 161,23
Выбытие скважин	тыс.тг	259 030,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг	654 759,45	25 842,22	27 521,96	29 310,89	31 362,65	33 558,04	34 732,57	35 948,21	37 206,40
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	48 657 486,56	2 309 964,76	1 912 821,20	2 096 645,14	2 339 190,60	2 444 362,77	2 654 314,96	2 744 351,56	2 966 949,94
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	3 094 216,17	80 221,04	102 240,63	124 609,18	146 665,00	156 931,55	177 189,99	183 391,64	205 627,87
Налог на имущество	тыс.тг	3 217 151,15	107 592,66	176 198,82	211 709,46	239 381,78	232 911,75	229 622,70	226 745,97	229 288,81
Земельный налог	тыс.тг	602,69	23,79	25,33	26,98	28,87	30,89	31,97	33,09	34,25
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	227 089,91	8 962,84	9 545,43	10 165,88	10 877,49	11 638,92	12 046,28	12 467,90	12 904,28
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	16 830 559,55	155 292,41	1 167 311,18	1 284 129,07	1 359 126,13	1 379 354,53	1 263 256,06	1 339 162,80	1 176 467,73
Расходы на НИОКР	тыс.тг	3 110 231,20	84 413,55	62 116,96	212 917,56	237 649,49	251 528,94	255 272,54	233 786,59	246 642,88
Итого производственных затрат	тыс.тг	75 137 337,21	2 746 471,05	3 430 259,56	3 940 203,27	4 332 919,36	4 476 759,35	4 591 734,50	4 739 939,54	4 837 915,76
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг										
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	34 999 661,54	864 171,44	1 975 869,47	2 314 887,51	2 621 589,89	2 846 850,58	2 698 488,10	2 846 882,25	2 492 677,42
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	52 335 477,82	0,00	3 268 471,31	3 595 561,41	3 805 553,17	3 862 192,68	3 537 116,96	3 749 655,84	3 764 696,73
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	45 889 180,01	0,00	3 242 531,06	3 567 025,21	3 775 350,37	3 831 540,36	3 509 044,60	3 576 823,72	3 227 620,65
Прочие расходы	тыс.тг	1 112 825,50	35 479,84	54 449,04	58 572,67	62 460,18	65 763,07	65 718,36	67 735,67	66 631,93
Итого расходы по реализации	тыс.тг	134 337 144,88	899 651,29	8 541 320,89	9 536 046,80	10 264 953,62	10 606 346,69	9 810 368,03	10 241 097,48	9 551 626,73

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Общие и административные расходы										
Административные расходы	тыс.тг	15 618 460,13	636 077,27	681 379,89	727 777,01	778 721,40	833 231,89	862 395,01	892 578,84	923 819,09
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	8 901 510,08	371 605,81	395 760,19	421 484,60	450 988,52	482 557,72	499 447,24	516 927,89	535 020,36
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	1 296 762,85	48 876,37	56 010,94	61 759,07	66 082,21	70 707,96	73 182,74	75 744,13	78 395,18
Другие административные расходы	тыс.тг	5 420 187,20	215 595,09	229 608,77	244 533,34	261 650,67	279 966,22	289 765,04	299 906,81	310 403,55
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	766 889,10	53 601,52	55 516,79	61 050,55	64 603,22	65 561,46	60 061,78	61 217,65	51 822,38
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	766 889,10	53 601,52	55 516,79	61 050,55	64 603,22	65 561,46	60 061,78	61 217,65	51 822,38
Итого не производственные затраты	тыс.тг	150 722 494,10	1 589 330,07	9 278 217,57	10 324 874,36	11 108 278,24	11 505 140,04	10 732 824,82	11 194 893,97	10 527 268,20
Итого затраты	тыс.тг	225 859 831,31	4 335 801,11	12 708 477,13	14 265 077,63	15 441 197,60	15 981 899,39	15 324 559,33	15 934 833,51	15 365 183,96
Доходы (убытки)										
Производственный доход	тыс.тг	313 135 335,23	6 211 696,39	21 291 755,97	23 764 948,74	25 152 894,32	25 527 254,47	23 378 658,78	24 664 288,38	21 595 594,54
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	225 859 831,31	4 335 801,11	12 708 477,13	14 265 077,63	15 441 197,60	15 981 899,39	15 324 559,33	15 934 833,51	15 365 183,96
Операционный доход	тыс.тг	87 275 503,92	1 875 895,28	8 583 278,85	9 499 871,11	9 711 696,71	9 545 355,09	8 054 099,45	8 729 454,87	6 230 410,58
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	43 311 049,95	1 184 058,66	1 630 250,71	2 081 952,12	2 645 189,85	2 605 201,64	3 038 236,39	3 033 633,76	3 361 865,14
Балансовая прибыль	тыс.тг	43 964 453,98	691 836,62	6 953 028,14	7 417 918,99	7 066 506,86	6 940 153,44	5 015 863,06	5 695 821,11	2 868 545,44
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	39 521 458,96	2 036 642,03	2 546 360,17	2 852 974,87	3 128 611,26	2 634 828,80	3 000 834,07	2 527 283,21	3 033 330,90
Вознаграждение за кредит	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	47 754 044,96	-160 746,75	6 036 918,68	6 646 896,25	6 583 085,45	6 910 526,28	5 053 265,38	6 202 171,66	3 197 079,67
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	49 477 744,90	0,00	6 036 918,68	6 646 896,25	6 583 085,45	6 910 526,28	5 053 265,38	6 202 171,66	3 197 079,67
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	9 863 399,63	0,00	1 175 234,38	1 329 379,25	1 316 617,09	1 382 105,26	1 010 653,08	1 240 434,33	639 415,93
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	34 101 054,35	691 836,62	5 777 793,76	6 088 539,74	5 749 889,77	5 558 048,19	4 005 209,98	4 455 386,78	2 229 129,50
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	231 949,95	0,00	75 416,64	70 565,91	29 486,19	52 871,27	0,00	3 609,96	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	33 869 104,39	691 836,62	5 702 377,12	6 017 973,83	5 720 403,59	5 505 176,92	4 005 209,98	4 451 776,83	2 229 129,50

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)										
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	24 259,69	24 293,58	25 596,44	24 696,28	23 941,26	23 300,62	22 899,09	22 620,34	22 416,40
Затраты на ППД	тыс.тг	32 855,29	32 446,92	32 209,81	32 126,94	32 183,60	32 276,26	32 517,38	32 946,64	33 471,30
Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ)	тыс.тг	61 305,32	63 451,01	59 104,61	61 173,27	63 314,34	65 530,34	67 823,90	70 197,74	72 654,66
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	1 238 061,34	1 379 962,22	1 326 242,26	1 372 660,74	1 311 418,96	1 244 208,73	1 170 687,31	1 125 114,12	985 340,33
Затраты на обучение персонала	тыс.тг	27 936,07	93 071,33	29 753,44	30 677,46	30 540,74	30 362,60	29 072,39	28 565,45	29 389,82
Прокат полнокомплектных УЭЦН, включая ремонт и сервисное обслуживание	тыс.тг	218 209,78	249 382,60	249 382,60	249 382,60	249 382,60	249 382,60	249 382,60	249 382,60	249 382,60
Командировочные	тыс.тг	3 242,05	3 613,64	3 472,96	3 594,52	3 434,15	3 258,15	3 065,62	3 172,92	3 283,97
Консультационные услуги	тыс.тг	60 045,50	66 927,64	64 322,24	66 573,52	63 603,31	60 343,64	56 777,88	58 765,11	60 821,89
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг	16 412,95	16 987,40	17 581,96	18 197,33	18 834,23	19 493,43	20 175,70	20 881,85	21 612,72
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг	114 004,40	117 994,55	122 124,36	126 398,71	130 822,67	135 401,46	140 140,51	145 045,43	150 122,02
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	тыс.тг	647,75	721,99	693,88	718,17	686,13	650,96	612,50	633,93	656,12
Работы и услуги производственного характера	тыс.тг	214 001,97	221 492,04	206 319,84	213 541,03	221 014,97	228 750,49	236 756,76	245 043,24	253 619,76
Утидизация ПНГ	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расходы на НИР	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	тыс.тг	90 130,76	31 784,77	99 343,78	34 014,56	34 195,90	34 048,16	34 107,52	32 295,52	31 506,95
Расходы на социальную сферу	тыс.тг	12 338,39	12 770,23	13 217,19	13 679,79	14 158,59	14 654,14	15 167,03	15 697,88	16 247,30
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг	230 510,21	238 578,06	246 928,29	255 570,79	264 515,76	273 773,81	255 020,31	249 282,35	303 537,92
Расходы на охрану объектов	тыс.тг	640 096,13	662 499,49	685 686,98	709 686,02	734 525,03	760 233,41	708 157,42	692 223,88	842 884,37
Страхование	тыс.тг	43 636,88	45 164,17	46 744,91	48 380,99	50 074,32	51 826,92	53 640,86	55 518,29	57 461,43
Выбытие скважин	тыс.тг	0,00	47 277,66	48 932,38	0,00	52 417,59	54 252,21	56 151,03	0,00	0,00
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг	38 508,62	39 856,42	41 251,40	42 695,20	44 189,53	45 736,16	47 336,93	48 993,72	50 708,50
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	3 066 203,08	3 348 275,71	3 318 909,35	3 303 767,91	3 343 253,67	3 327 484,10	3 199 492,74	3 096 381,02	3 185 118,06
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	212 824,85	237 217,85	227 983,30	235 962,71	225 435,14	213 881,59	201 243,14	193 409,03	169 381,68
Налог на имущество	тыс.тг	231 580,92	237 391,63	242 393,52	205 653,15	174 549,54	148 220,17	125 909,47	107 012,78	90 988,01
Земельный налог	тыс.тг	35,45	36,69	37,97	39,30	40,68	42,10	43,57	45,10	46,68
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	13 355,93	13 823,38	14 307,20	14 807,96	15 326,23	15 862,65	16 417,84	16 992,47	17 587,21
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	1 123 320,23	1 057 559,51	1 063 414,33	955 180,97	852 842,06	760 908,87	693 091,53	627 268,55	572 873,59
Расходы на НИОКР	тыс.тг	215 955,95	205 795,00	193 613,85	194 783,07	175 240,42	156 880,62	140 478,45	127 293,43	115 861,89

Составляющие	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Итого производственных затрат	тыс.тг	4 863 276,39	5 100 099,77	5 060 659,52	4 910 195,08	4 786 687,74	4 623 280,11	4 376 676,76	4 168 402,37	4 151 857,10
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг										
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	2 375 394,38	2 234 793,20	2 248 288,97	2 022 717,32	1 810 798,83	1 621 476,40	1 469 287,89	1 337 339,06	1 218 148,81
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	3 594 624,73	3 384 190,42	3 615 608,72	3 247 615,30	2 899 662,99	2 587 090,16	2 633 747,83	2 383 620,50	2 406 069,07
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	2 971 746,63	2 870 132,76	2 953 928,69	2 567 690,78	2 344 328,57	2 028 236,33	1 869 178,89	1 890 353,34	1 663 648,05
Прочие расходы	тыс.тг	67 187,08	67 734,60	69 285,66	69 613,89	70 180,60	71 021,64	72 194,94	73 600,91	75 195,41
Итого расходы по реализации	тыс.тг	9 008 952,81	8 556 850,99	8 887 112,04	7 907 637,29	7 124 970,99	6 307 824,53	6 044 409,55	5 684 913,81	5 363 061,34
Общие и административные расходы										
Административные расходы	тыс.тг	956 152,76	989 618,11	1 024 254,74	1 060 103,66	1 097 207,29	1 135 609,54	1 175 355,88	985 707,29	858 470,46
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	553 746,08	573 127,19	593 186,64	613 948,17	635 436,36	657 676,63	680 695,32	503 228,32	416 673,05
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	81 139,01	83 978,88	86 918,14	89 960,27	93 108,88	96 367,69	99 740,56	73 736,77	61 054,05
Другие административные расходы	тыс.тг	321 267,67	332 512,04	344 149,96	356 195,21	368 662,05	381 565,22	394 920,00	408 742,20	380 743,36
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	47 731,56	43 407,77	42 199,31	36 710,39	31 782,67	27 527,03	24 127,33	21 244,52	18 723,14
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	47 731,56	43 407,77	42 199,31	36 710,39	31 782,67	27 527,03	24 127,33	21 244,52	18 723,14
Итого не производственные затраты	тыс.тг	10 012 837,13	9 589 876,87	9 953 566,09	9 004 451,35	8 253 960,95	7 470 961,11	7 243 892,76	6 691 865,63	6 240 254,94
Итого затраты	тыс.тг	14 876 113,52	14 689 976,64	15 014 225,61	13 914 646,42	13 040 648,69	12 094 241,21	11 620 569,52	10 860 268,00	10 392 112,04
Доходы (убытки)										
Производственный доход	тыс.тг	20 579 499,51	19 361 385,24	19 478 307,31	17 524 041,72	15 688 061,76	14 047 845,32	12 729 342,84	11 586 189,12	10 553 570,82
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	14 876 113,52	14 689 976,64	15 014 225,61	13 914 646,42	13 040 648,69	12 094 241,21	11 620 569,52	10 860 268,00	10 392 112,04
Операционный доход	тыс.тг	5 703 385,99	4 671 408,60	4 464 081,70	3 609 395,29	2 647 413,07	1 953 604,11	1 108 773,33	725 921,13	161 458,77
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	3 066 345,74	3 682 036,46	3 546 590,25	3 086 205,49	2 661 240,18	2 312 044,45	2 018 703,66	1 787 792,27	1 569 703,17
Балансовая прибыль	тыс.тг	2 637 040,25	989 372,13	917 491,45	523 189,80	-13 827,11	-358 440,34	-909 930,33	-1 061 871,14	-1 408 244,39
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	2 560 714,14	3 156 923,04	2 668 557,70	2 266 152,34	1 916 989,52	1 632 150,48	1 381 166,49	1 179 696,38	998 243,54
Вознаграждение за кредит	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	3 142 671,86	1 514 485,55	1 795 523,99	1 343 242,96	730 423,55	321 453,63	-272 393,16	-453 775,26	-836 784,76
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	3 142 671,86	1 514 485,55	1 795 523,99	1 343 242,96	730 423,55	321 453,63	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	628 534,37	302 897,11	359 104,80	268 648,59	146 084,71	64 290,73	0,00	0,00	0,00
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	2 008 505,88	686 475,02	558 386,65	254 541,21	-159 911,82	-422 731,06	-909 930,33	-1 061 871,14	-1 408 244,39
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	2 008 505,88	686 475,02	558 386,65	254 541,21	-159 911,82	-422 731,06	-909 930,33	-1 061 871,14	-1 408 244,39

Таблица 4.2.5 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения в целом по месторождению (вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	313 135 335,23	6 211 696,39	21291755,97	23764948,74	25152894,32	25527254,47	23378658,78	24664288,38	21595594,54
Итого приток средств	тыс.тг	313 135 335,23	6211696,39	21291755,97	23764948,74	25152894,32	25527254,47	23378658,78	24664288,38	21595594,54
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	225 859 831,31	4 335 801,11	12708477,13	14265077,63	15441197,60	15981899,39	15324559,33	15934833,51	15365183,96
прямые затраты	тыс.тг	48 657 486,56	2309964,76	1912821,20	2096645,14	2339190,60	2444362,77	2654314,96	2744351,56	2966949,94
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	26 479 850,65	436506,29	1517438,36	1843558,13	1993728,76	2032396,58	1937419,54	1995587,99	1870965,82
расходы периода	тыс.тг	150 722 494,10	1589330,07	9278217,57	10324874,36	11108278,24	11505140,04	10732824,82	11194893,97	10527268,20
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	41 106 756,51	8 419 433,74	5311056,70	4823029,74	4848199,64	52569,57	5144553,73	0,00	5899659,11
Бурение	тыс.тг	32 752 715,41	1658587,03	4684222,88	4684222,88	4684222,88	35000,00	4988697,37	0,00	5722053,00
Обустройство	тыс.тг	3 358 292,09	1765097,71	626833,82	138806,86	163976,76	17569,57	155856,36	0,00	177606,12
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	9 863 399,63	0,00	1175234,38	1329379,25	1316617,09	1382105,26	1010653,08	1240434,33	639415,93
Итого отток средств	тыс.тг	277 061 937,40	12128679,60	19896740,11	20488052,52	21635500,52	17469445,48	21479766,13	17178877,80	21904259,01
Поток денежной наличности	тыс.тг	36 073 397,83	-5 916 983	1 395 016	3 276 896	3 517 394	8 057 809	1 898 893	7 485 411	-308 664
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг									
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	16 512 648,40	-5 916 983	1 258 472	2 666 805	2 582 343	5 336 717	1 134 546	4 034 609	-150 085
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	12 564 562,17	-5 916 983	1 213 057	2 477 804	2 312 744	4 607 078	944 085	3 236 150	-116 038
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	9 095 840,81	-5 916 983	1 162 513	2 275 622	2 035 529	3 885 903	763 122	2 506 849	-86 143
Накопленный поток денежной наличности										
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	36 073 397,83	-5 916 983	-4 521 967	-1 245 071	2 272 323	10 330 132	12 229 024	19 714 435	19 405 770
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	16 512 648,40	-5 916 983	-4 658 512	-1 991 706	590 637	5 927 354	7 061 899	11 096 508	10 946 423
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	12 564 562,17	-5 916 983	-4 703 926	-2 226 122	86 622	4 693 700	5 637 786	8 873 935	8 757 897
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	9 095 840,81	-5 916 983	-4 754 470	-2 478 848	-443 319	3 442 584	4 205 707	6 712 556	6 626 413

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	20579499,51	19361385,24	19478307,31	17524041,7	15688061,8	14047845,3	12729342,8	11586189,1	10553570,8
Итого приток средств	тыс.тг	20579499,51	19361385,24	19478307,31	17524041,7	15688061,8	14047845,3	12729342,8	11586189,1	10553570,8
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	14876113,52	14689976,64	15014225,61	13914646,4	13040648,7	12094241,2	11620569,5	10860268,0	10392112,0
прямые затраты	тыс.тг	3066203,08	3348275,71	3318909,35	3303767,9	3343253,7	3327484,1	3199492,7	3096381,0	3185118,1
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	1797073,31	1751824,06	1741750,17	1606427,2	1443434,1	1295796,0	1177184,0	1072021,4	966739,0
расходы периода	тыс.тг	10012837,13	9589876,87	9953566,09	9004451,3	8253961,0	7470961,1	7243892,8	6691865,6	6240254,9
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0	6 492 399	0	35 994	0,0	38557,5	0,0	41303,7	0,0
Бурение	тыс.тг	0	6 295 709	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Обустройство	тыс.тг	0	196 690	0	35 994	0,0	38557,5	0,0	41303,7	0,0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	628534,37	302897,11	359104,80	268648,6	146084,7	64290,7	0,0	0,0	0,0
Итого отток средств	тыс.тг	15504647,89	21485273,02	15373330,41	14219288,8	13186733,4	12197089,4	11620569,5	10901571,7	10392112,0
Поток денежной наличности	тыс.тг	5 074 852	-2 123 888	4 104 977	3 304 753	2 501 328	1 850 756	1 108 773	684 617	161 459
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг									
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	2 226 065	-840 447	1 465 392	1 064 257	726 679	485 048	262 146	146 020	31 066
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	1 658 978	-603 741	1 014 688	710 334	467 516	300 800	156 701	84 136	17 254
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	1 180 248	-411 624	662 977	444 780	280 541	172 979	86 359	44 435	8 733
Накопленный поток денежной наличности										
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	24 480 622	22 356 734	26 461 711	29 766 464	32 267 792	34 118 548	35 227 322	35 911 939	36 073 398
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	13 172 488	12 332 041	13 797 433	14 861 689	15 588 368	16 073 416	16 335 562	16 481 582	16 512 648
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	10 416 875	9 813 133	10 827 821	11 538 155	12 005 671	12 306 471	12 463 172	12 547 308	12 564 562
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	7 806 661	7 395 038	8 058 014	8 502 794	8 783 335	8 956 314	9 042 672	9 087 108	9 095 841

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

Согласно постановлению ГКЗ РК утвержденный коэффициент извлечения нефти по месторождению в целом составляет 0,225 доли ед. (Протокол ГКЗ РК №1649-16-У от 01.09.2015г.). Данный показатель является технико-экономическим параметром и утвержден по варианту, соответствующему по системе разработки рассмотренному и рекомендуемому 3 варианту в рамках настоящего проектного документа. В связи с этим в настоящем разделе производится сопоставление утвержденного КИН и прогнозных коэффициентов нефтеотдачи за рентабельные периоды по рассмотренным вариантам разработки (табл. 4.3.1).

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

Объект разработки	Категория запасов	Утвержденные в ГКЗ РК			Варианты	Расчетные КИН, д.ед.	Прогноз. извлеч. запасы, тыс.т
		КИН, д.ед.	Геолог. запасы, тыс.т	Извлеч. запасы, тыс.т			
I	C1	0,315	1330	419	1	0,167	221,7
					2	0,247	328,9
II	C1	0,315	4742	1493	1	0,250	1184,5
					2	0,262	1241,7
III	C1	0,100	4353	435	1	0,054	234,4
					2	0,092	402,6
По месторождению	C1	0,225	10425	2347	1	0,157	1640,6
					2	0,189	1971,3

По результатам расчетов 1 вариант, по которому прогнозный КИН в целом по месторождению составил 0,223д.ед. Недостижение утвержденного КИН в варианте 1 объясняется отсутствием бурения новых скважин и организации системы ППД на объектах разработки.

Как видно из таблицы 4.3.1, при реализации 2 варианта, по которому значение расчетного рентабельного КИН превышает утвержденный КИН, составляя 0,273 д.ед. в целом по месторождению, что непосредственно обеспечивается большим количеством бурения добывающих скважин, применением новой технологии ОРЗ и организацией системы поддержания пластового давления.

По результатам анализа можно сделать вывод, что 2 вариант разработки обеспечивает достижение утвержденных ГКЗ РК значений коэффициентов извлечения нефти по объектам разработки и по месторождению в целом.

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Экономический анализ проведен по двум вариантам, для оценки возможных финансовых и экономических последствий реализации рассмотренного варианта разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации варианта.

Анализировались: проектный уровень добычи нефти, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели. Результаты технико-экономических расчетов приведены в таблице 5.1.

Результаты расчетов:

Рентабельный период составил:

1 вариант - 2026- 2042 гг.

2 вариант – 2026 - 2041 гг.

Объем необходимых капитальных затрат при расчете за рентабельный период составляет:

1 вариант – 41 106,8 млн. тг.

2 вариант – 71 244,2 млн. тг.

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

1 вариант – 225 859,8 млн. тг

2 вариант – 247 879,0 млн. тг.

Дисконтированные поступления Государства за рентабельный период, при ставке дисконта 10,85%:

1 вариант – 67 905,5 млн. тг.

2 вариант – 73 001,0 млн. тг.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) за рентабельный период, при ставке дисконта 10,85% имеет следующую величину:

1 вариант – 16 512,6 млн. тг.

2 вариант – 7 162,4 млн. тг.

Таким образом, рекомендуемым является первый вариант с максимальной чистой приведенной стоимостью.

Таблица 5.1 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам	
		1	2
Рентабельный период	период	2025 - 2035	2025 - 2041
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	119	135
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	107,3	111,8
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	122,5	157,2
Темп отбора при проектном уровне	%	4,6	4,8
Фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	ед.	15	20
добывающих	ед.	12	16
нагнетательных	ед.	3	4
Ввод новых скважин из бурения	ед.	6	11
Накопленные показатели за рентабельный срок разработки			
добыча нефти	тыс. т	1 255	1 370
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	2 836	2 951
добыча жидкости	тыс. т	1 666	1 870
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	3 247	3 452
закачка воды	тыс. м3	1 541	1 763
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	1 541	1 763
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,272	0,283
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	58,59%	57,51%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	313 135,3	344 142,4
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	41 106,8	71 244,2
в строительство скважин	млн. тг	32 752,7	62 130,1
в нефтепромысловое строительство	млн. тг	3 358,3	4 118,3
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	225 859,8	247 879,0
производственные расходы	млн. тг	48 657,5	53 666,5
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	26 479,9	30 849,7
непроизводственные расходы	млн. тг	150 722,5	163 362,8
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг	265 381,3	307 612,4
Полная себестоимость 1 тонны нефти	млн. тг	240 382,8	246 825,0
- Поток денежной наличности	млн. тг	36 073,4	16 425,6
- Поступления Государству	млн. тг	132 986,4	145 165,9
Чистые дисконтированные поступления			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	16 512,6	7 162,4
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	12 564,6	5 295,0
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	9 095,8	3 612,6
- бюджета Государства			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	67 905,5	73 001,0
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	55 706,4	59 454,2
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	45 317,1	47 959,5
Индекс доходности (PI)			
при 0% дисконта	ед.	1,878	1,231
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	ед.	1,564	1,167
при ставке дисконта в 15%	ед.	1,473	1,144
при ставке дисконта в 20%	ед.	1,379	1,114
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	119	135
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	107,3	111,8

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

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

Выбор рационального способа подъёма жидкости из скважины, необходимого оборудования и режима его работы, с целью обеспечения проектной добычи месторождения «Лактыбай» исходит из геолого-физической характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и энергетического состояния эксплуатационных объектов.

Добыча нефти на месторождении «Лактыбай» осуществляется фонтанным и механизированным способами.

По состоянию на 01.01.2026 г. на месторождении Лактыбай фонд скважин составляет 15 единиц. Из них эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 8 ед., в том числе действующий – 4 ед. В бездействии находятся 4 скважины. Ликвидированный фонд составляет 6 ед. Нагнетательный фонд отсутствует, в водозаборном фонде находится скважина 37В.

Скважины №41, №46 эксплуатируются фонтанным способом, скважины №№37, 40 эксплуатируются при помощи УЭЦН.

В таблице 6.1.1 приведены технологические показатели эксплуатации скважин рекомендуемого варианта за период ввода скважин из бурения, т.е. до 2042г.

Согласно таблице 6.1.1 для рекомендуемого варианта запланирован ввод из бурения 7 новых добывающих скважин, скважины планируется эксплуатировать фонтанным и механизированными способами, со средними дебитами на одну скважины по жидкости от 45,6 до 26,9 т/сут. Средняя обводненность варьируется от 0 до 58,6 %. В 2035 году эксплуатационный фонд добывающих скважин достигнет максимального значения – 11 скважин.

Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту разработки

Способ эксплуатации	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Фонтан, Механизированная	Ввод скважин	1	1	1	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
	Средний эксплуатационный фонд	6	7	8	9	9	10	10	10	10	11	10	10	9	8	7	7	7
	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут.																	
	максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	средний по нефти	45,5	41,6	39,4	37,1	34,4	30,6	28,9	25,0	22,5	20,0	19,1	17,4	15,9	15,4	14,3	12,6	11,1
	средний по жидкости	45,6	42,7	41,0	39,0	37,5	34,2	34,3	31,6	30,4	28,7	28,7	28,1	27,8	29,2	29,4	28,0	26,9

6.1.1 Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин

Обоснование выбора рационального способа добычи, необходимого оборудования и режима его работы, с обеспечением проектной добычи и необходимого контроля за эксплуатацией на месторождении «Лактыбай», основывается исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, результатов анализа работы и характеристики скважин, проведенных в процессе эксплуатации.

Фонтанирование скважин на месторождении «Лактыбай» должно быть обусловлено запасом пластовой энергии и достаточно большими давлениями на забое, способными преодолеть гидростатическое давление газожидкостного столба в скважине, противодействие на устье и давление, расходуемое на трение, связанное с движением жидкости.

Решая вопрос выбора способа добычи нефти, необходимо отметить, что фонтанный способ является наиболее простым и зачастую самым бюджетным способом эксплуатации скважин.

Минимальные забойные давления фонтанирования определяются условиями и показателями варианта разработки, технологическими особенностями системы сбора и подготовки добываемых углеводородов.

Определение и установление оптимальных режимов работы добывающих скважин основывается на согласовании работы пласта и подъёмника, определяемое в результате расчёта гидродинамического движения газожидкостного потока в подъёмных трубах. В данной работе используется графоаналитический метод, в котором на основе кривых изменения давления $P=f(H)$ в колонне НКТ, строятся характеристические кривые работы подъёмника (изменение давления на забое скважины при фиксированных устьевых давлениях с учётом характеристики пласта, ствола и флюида) и затем строятся графики притока.

При эксплуатации скважин с забойным давлением выше давления насыщения среднее значение газового фактора должно оставаться постоянным на ранних стадиях разработки месторождения. Для этих условий на рисунках 6.1.1, 6.1.2, 6.1.3 приведены графики работы трех Объектов разработки и подъёмников диаметрами, соответственно, 62 мм, по которым можно выбрать режим эксплуатации скважин в зависимости от устьевого давления.

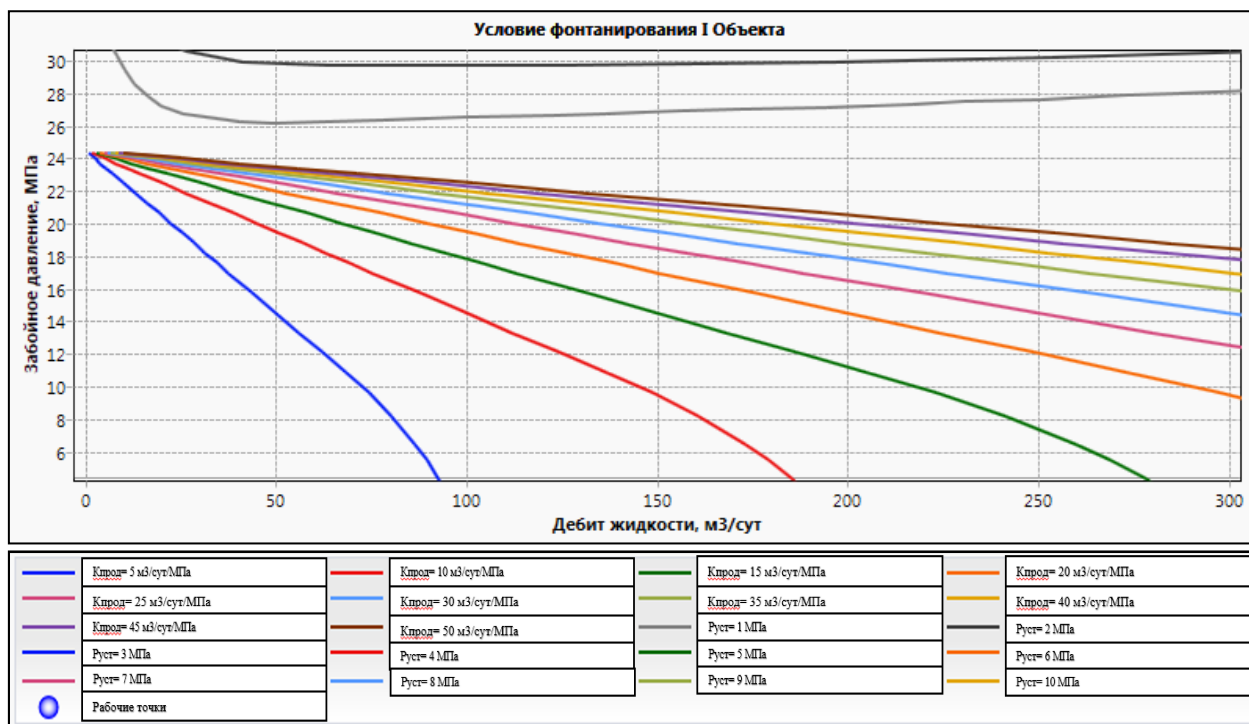


Рисунок 6.1.1 – Согласование работы I объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм

Как видно из графика (рисунок 6.1.1), согласование работы I Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм (режимы фонтанирования) при Коэффициенте продуктивности от 5 м³/сут/МПа до 50 м³/сут/МПа и при устьевом давлении (Руст) от 1 МПа до 10 МПа осуществляться не может. Согласно данному условию фонтанирование скважин не ожидается. В связи с этим рекомендуется эксплуатировать скважины I Объекта механизированными способами добычи.

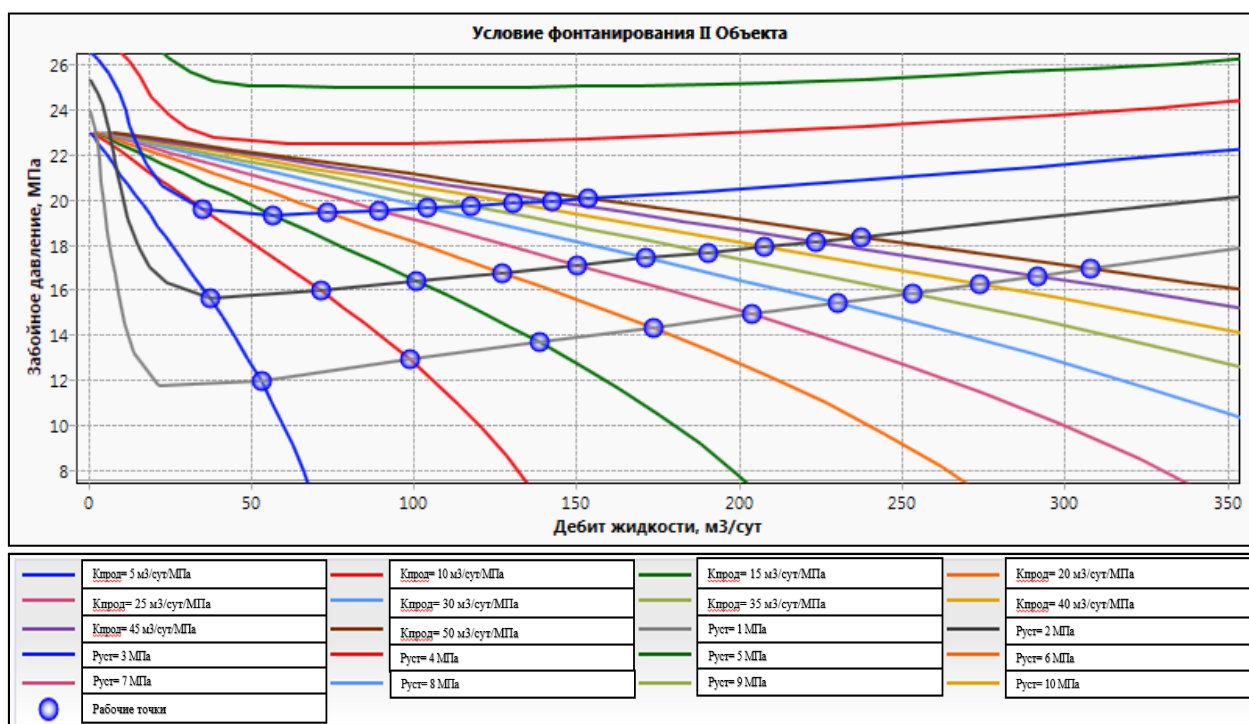


Рисунок 6.1.2 – Согласование работы II Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм

Из графика на рисунке 6.1.2 видно, что согласование работы II Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм условие фонтанирования осуществляется с P_y от 1 до 3 МПа, $P_{заб}$ от 12 до 20 МПа, и дебит нефти при тех же коэффициентах продуктивности увеличивается до 320 м³/сут при тех же самых значениях продуктивности II Объекта.

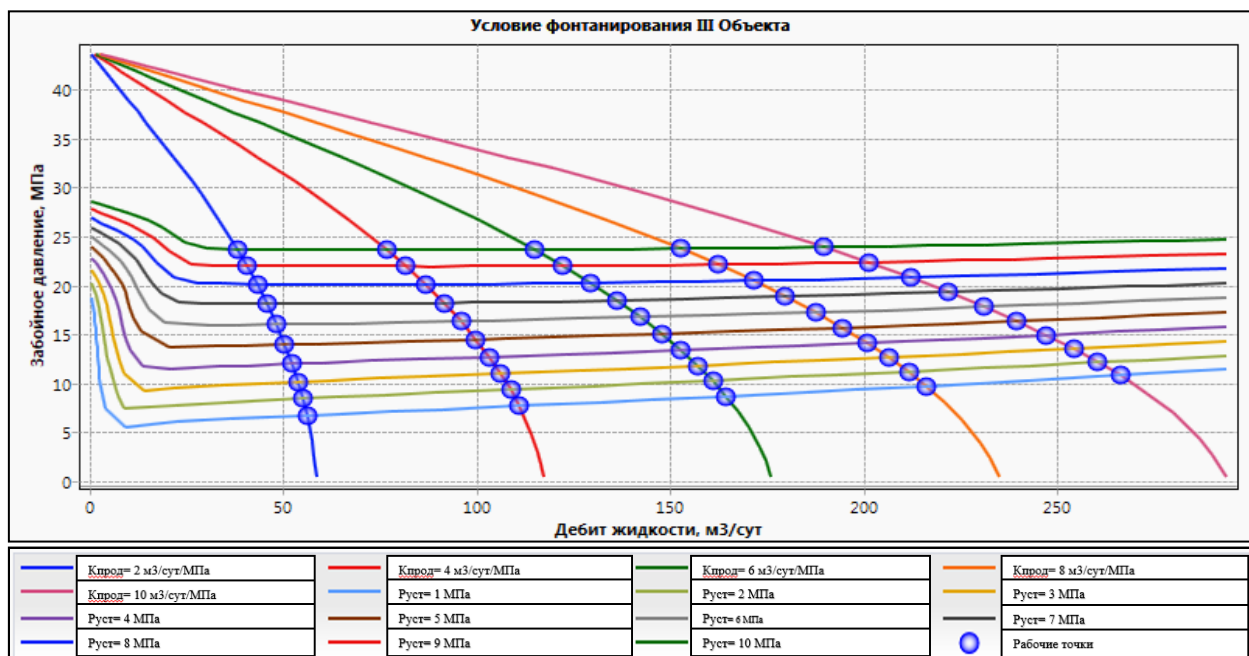


Рисунок 6.1.3 – Согласование работы III Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм

Согласование работы III Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм (рисунок 6.1.3) условие фонтанирования возможно при P_y от 1 до 10 МПа, с $P_{заб}$ от 6 до 24 МПа, с дебитами от 30 до 270 м³/сут., при Коэффициенте продуктивности пласта от 2 до 10 м3/сут/ МПа.

Результаты, приведенные выше, были получены с помощью динамической модели ствола, построенной на основе собранной информации до настоящего времени. При получении дополнительных данных (из скважинных исследований, анализа PVT и т.д.) будет выполняться дальнейшее моделирование, по результатам которого могут быть обновлены рекомендации ПР в области техники и технологии эксплуатации скважин.

В зависимости от соотношений устьевых и забойных давлений, дебитов, газового фактора и пр. в скважинах будут устанавливаться необходимые технологические режимы путем переключения их на соответствующее давление на устье (с использованием штуцеров различных диаметров).

6.1.2 Обоснование устьевого и внутрискважинного оборудования добывающих скважин

Выбор устьевого оборудования

Оборудование устья фонтанных нефтяных скважин должно состоять из колонной головки, фонтанной арматуры и системы управления.

Колонная головка служит для обвязки обсадных колонн между собой и герметизации межколонного пространства.

Фонтанная арматура предназначена для герметизации фонтанных скважин, контроля и регулирования режима их эксплуатации. Через фонтанную арматуру осуществляются технологические операции и спуск скважинного оборудования, инструментов и приборов.

Для герметизации устья скважины, разобщения затрубного пространства, а также для направления продукции скважины в систему сбора на устье скважин установлено наземное оборудование, состоящее из фонтанной арматуры на рабочее давление 35 МПа (5000 PSI) и трубной головки разных фирм-производителей, которое по своей характеристике соответствует условиям эксплуатации фонтанных скважин на месторождении.

Скважина оборудована фонтанными подъемниками с наружным диаметром 73 мм, что отвечает рекомендациям проекта и является рациональным в условиях эксплуатации месторождения

Насосно-компрессорные трубы установлены выше верхних отверстий интервала перфорации. С учетом глубины залегания продуктивных пластов, применяются НКТ из стали J-55 толщиной стенки 5.5 мм (стандарт 5А АНИ), что соответствует марки Д (ГОСТ 633-80) и рекомендациям проекта. На башмаке колонны НКТ установлены направляющие воронки для посадки в них измерительных приборов при исследовании и инструмента при проведении подземных ремонтов. Фонтанная арматура включает трубную головку, фонтанную ёлку с двумя стволовыми запорными устройствами, одна ручного, другая пневматического управления, а также с двумя задвижками на каждом боковом отводе, три из которых с ручным и одна с пневматическим закрытием, работающих в режиме автоматического управления. Боковые отводы фонтанной ёлки оборудованы штуцеродержателями постоянного сечения и нагнетательными фланцами. Размер трубы и номинальное значение давления выше и ниже штуцера одинаковы.

Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- панели управления (для автоматического закрытия клапана отводящих линий, главного и предохранительного клапанов), которые управляют всеми приводами трёх запорных устройств, с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах. Панели оборудованы гидравлическим контуром, управляющим предохранительными

клапанами, в то время как главные и клапаны на боковых отводах управляются пневматически;

- систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанного клапана в зимнее время, во избежание затвердевания парафиновых осадков.

Выбор внутрискважинного оборудования

Рассчитать газожидкостный (фонтанный) подъёмник — это значит выбрать его диаметр, длину и оптимальный режим работы, соответствующий промышленным условиям. Для таких расчётов используется графический метод, в основе которого лежат кривые изменения давления по колонне НКТ, $P=f(H)$ для труб различного диаметра, при различных дебитах.

По полученным зависимостям $P=f(H)$ строятся характеристические кривые работы подъёмника, т.е. изменение забойного давления (на башмаке подъёмника) от дебита при фиксированных значениях устьевых давлений.

Основным критерием при выборе компоновки НКТ и режима работы скважины является достижение минимальных потерь давления при движении флюида по колонне НКТ, т.е. перепад давления по длине подъёмника должен быть минимальным, а его пропускная способность и соответственно добыча максимально возможной.

В настоящее время для промышленных расчётов используются программы для персональных ЭВМ, в основу которых заложены корреляции для гидродинамического расчёта движения газожидкостной смеси в колонне подъёмных труб.

Для расчёта фонтанного подъёмника в данной работе использована программа «Pipesim» с корреляцией «Hagedorn & Brown (1963) oil» для нефтяной залежи.

На рисунке 6.1.4 приведены кривые работы подъёмников с наружным диаметром 60 мм, 73 мм, 89 мм, в зависимости от дебита скважины, которые наглядно характеризуют пропускную способность фонтанных труб, применительно к газонефтяной смеси месторождения «Лактыбай». Кривые показывают, что с ростом скорости смеси (с увеличением дебита) гидравлические потери увеличиваются.

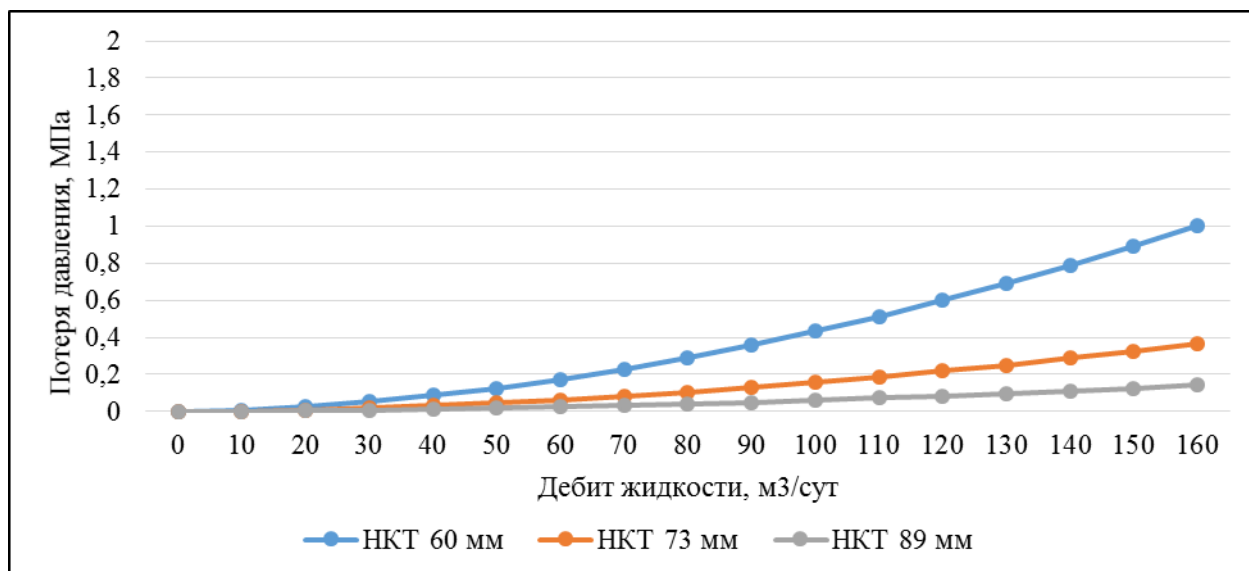


Рисунок 6.1.4 - Зависимость гидравлического потерь давления от дебита скважины

Как видно из графика, минимальные гидравлические потери (не более 0,2-0,3 МПа) в подъёмнике диаметром 60 мм (внутренний 50 мм) возможны при дебите до 50 м³/сут, в подъёмнике диаметром 73 мм (внутренний 62 мм) возможны при дебите не более 90 м³/сут, в подъёмнике диаметром 89 мм (внутренний 76 мм) возможны при дебите более 140 м³/сут.

Однако для каждой конкретной скважины (особенно при обводнённой продукции) спуск колонны НКТ большого диаметра обуславливается рентабельностью, если это не определяется другими более приоритетными факторами (необходимость спуска через колонну НКТ оборудования и приборов большого диаметра, и т.п.).

Выбор компоновок лифтовой колонны (размер и длина секций) основаны на том, что они обеспечивают:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины (клапан безопасности и пакер);
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут производиться в течение всего срока службы скважины.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб приближенным к интервалам перфорации (≈ 50 м), обусловлено тем, что при этом уменьшается риск эрозии башмака колонны песком, по сравнению с прямым воздействием поступающего из пласта флюида, при расположении НКТ сразу над интервалом перфорации и особенно перекрывая его. Кроме того, при отсутствии хвостовика (труб меньшего диаметра под пакером) и спуск НКТ над перфорацией не возникает опасность прихвата башмака колонны НКТ на забой.

Условия эксплуатации на месторождении «Лактыбай» накладывают определённые

условия при выборе подземного оборудования.

Потенциальная опасность, связанная высокими рабочими давлениями, требует установки скважинной системы безопасности безотказного типа. Эта система должна эффективно действовать при возникновении аварийной ситуации, например, такой как полное уничтожение фонтанной арматуры и устья скважины.

В таблице 6.1.2 приведены предлагаемые компоновки фонтанного лифта с указанием толщины стенок НКТ и глубины спуска для вертикальных скважин.

Таблица 6.1.2 - Компоновка колонны насосно-компрессорных труб

Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Наружный диаметр НКТ, мм	Толщина стенок НКТ, мм	Глубина спуска НКТ, м
Вертикальные скважины			
168,3	73	5,5	Около 50 м до интервала перфорации

Рекомендованные конструкции эксплуатационных колонн диаметром 168мм с диаметром подъемных труб 73 мм позволяют оборудовать их клапаном-отсекателем наружным диаметром 117,48мм (внутренний диаметр 60,43мм) на рабочее давление 25 МПа. Наиболее надежными являются трубные, съемные, механические. Над пакером располагается разъединитель колонны с замком, позволяющий осуществить отсоединение или соединение НКТ и пакера. Надпакерное кольцевое пространство заполняется жидкостью, обработанной ингибитором коррозии, поглотителем кислорода и антибактериальным средством. Под пакером устанавливается хвостовик с воронкой для посадки в ней измерительных приборов и пробки с помощью канатной техники.

Скважины, прекратившие фонтанирование, планируется переводить на механизированный способ эксплуатации.

6.1.3 Обоснование выбора оборудования и режимов работы механизированных скважин

Скважины, прекратившие фонтанирование, переходят на механизированную добычу. При механизированной добыче рекомендуется использование установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН)

На месторождении рекомендовано применение и эксплуатация установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Благоприятные условия для этого создают физико-химические параметры пластовых флюидов, температура и глубина залегания продуктивных горизонтов, а также параметры эксплуатационных колонн.

Технические характеристики УЭЦН.

Электроцентробежные насосные установки (УЭЦН) имеют очень большой диапазон подач для подбора - от 25 до 1000 м³/сутки, способны развивать напор до 4000 м. Наиболее

эффективны эти установки при работе в скважинах с большими дебитами. В высокопродуктивных скважинах (свыше 80 м³/сут) УЭЦН имеют самый высокий КПД (более 50 %), но в области небольших подач КПД резко падает. Межремонтный период работы УЭЦН в скважинах достаточно высок.

По возможности организации дистанционного контроля состояния, а также регулирования производительности УЭЦН существенно превосходит штанговые установки. Также УЭЦН меньше подвержены влиянию кривизны ствола скважины. Надежность работы установки зависит от качественного подбора насоса к скважине и температуры. Для лучшей работы УЭЦН давление на приеме насоса должно быть более $p_{пр} \approx 1,75$ МПа. Однако УЭЦН плохо работают в условиях высоко коррозионно-агрессивной среды, при выносе песка (до 0,2 %), в условиях высокой температуры, большой вязкости ($\mu > 200$ МПа·с).

Устьевое оборудование

Устьевое оборудование предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважины, подвешивания колонны НКТ, герметичный ввод электрокабеля, а также для проведения технологических операций, ремонтных и исследовательских работ в скважинах.

В оборудовании устья колонна насосно-компрессорных труб в зависимости от ее конструкции подвешивается в патрубке планшайбы или на корпусной трубной подвеске.

На рисунке 6.1.5 представлена устьевая арматура без внесенных устьевого патрубка с отборником проб, клапана перепускного и трубной подвески.

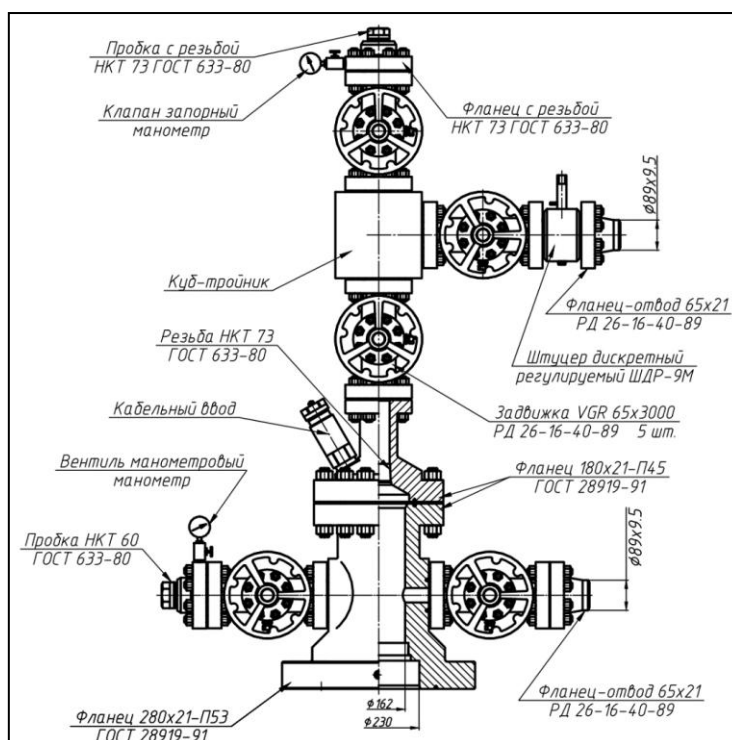


Рисунок 6.1.5 - Устьевая арматура УЭЦН

Трубная подвеска, имеющая два уплотнительных кольца, является основным несущим звеном насосно-компрессорных труб с насосом на нижнем конце и сальниковым устройством наверху. Корпус трубной головки имеет отверстие для выполнения исследовательских работ.

Наземное оборудование состоит из автоматизированной станции управления как правило с частотно-регулируемым приводом и со встроенными контроллерами, имеющими максимально широкий функционал для работы с УЭЦН и с системой отображения информации, а также возможностью хронологической записи всех основных показаний работы установки. Опционально возможна комплектации системой дистанционного мониторинга и управления УЭЦН по радиоканалам (например, GSM) или линиями связи. К наземному оборудованию относится разгазирующая коробка и повышающий трансформатор (от станции к ПЭД). Наземное оборудование монтируется на специальной площадке (кроме разгазирующей коробки). Высоковольтный кабель от устья до повышающего трансформатора укладывается на подставках над землей. Станция управления подключается к трехфазному источнику переменного тока на 380В.

Внутрискважинное оборудование

При спуске УЭЦН используется компоновка подземного оборудования в соответствии с характеристиками приобретаемых насосов.

В подземное оборудование входят погружной электронасосный агрегат, который объединяет в себе погружной электродвигатель (ПЭД) с гидрозащитой (устройство изоляции полости ПЭД от пластовой среды), погружной блок датчиков телеметрии, центробежный многоступенчатый насос с газостабилизирующими устройствами на входе (газосепаратор, диспергатор и т.п.) и кабельную линию для подачи электроэнергии. Компоновка УЭЦН спускается в скважину на колонне НКТ с креплением кабельной линии с наружи лифта. Над насосом, через 3-5 труб НКТ, устанавливают обратный и сливной клапаны. Герметичный выход кабеля из скважины производится через кабельный ввод в фонтанной арматуре.

Типоисполнения УЭЦН возможны в различных комбинациях - исполнениях термостойком, коррозионностойком, износостойком (значительно влияет на стоимость УЭЦН). Установки, как правило, оснащаются погружной системой телеметрии для получения показаний температуры, давления в зоне подвески погружного электродвигателя насоса. Имеются телеметрии для УЭЦН с датчиками вибрации и расходомерами. Кабельные линии имеют термовставки из более дорогого освинцованного EPDM кабеля на 230°C и основной линии кабеля с полимерной изоляцией на 120-130°C.

6.2 Выполнение мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

В процессе эксплуатации скважин и наземного оборудования месторождения «Лактыбай» основным видом осложнения является парафиносмоловые отложения во внутрискважинном и наземном оборудовании.

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

Нефть месторождения «Лактыбай» характеризуется как парафинистая, малосернистая, малосмолистая. Содержание в нефти парафиновых и асфальто-смолистых веществ приводит к снижению производительности скважин и осложнениям при эксплуатации за счёт отложений их на забое и при фильтровой зоне, а также на стенках НКТ и трубопроводов системы сбора и транспорта нефти.

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.

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.

Для борьбы с отложениями органических веществ на поверхности подземного оборудования на месторождении «Лактыбай» применяют тепловой метод - обработки скважин горячей нефтью (ОГН). Промывка скважины и ПЗС горячей нефтью (ОГН) производится через затрубное пространство. Проведение ОГН также способствует сокращению поступления воды в скважину.

Нефть, смывая парафин со стенок эксплуатационной колонны и НКТ, насыщаясь им, становится более вязкой. Способ удаления АСПО из нефтепромыслового оборудования путём обработки горячей нефтью прост и сразу даёт результат. Однако для этого нельзя использовать нефть из нижней части резервуара, где оседает большое количество

компонентов парафинового ряда. При закачке высокопарафинистой нефти это возможно ещё больше осложнит проблему. Наиболее предпочтительной является обратная промывка, исключающая образование парафиновых пробок.

Для прочистки выкидных линий скважин используются скребки. На выкидной линии на устье скважины встроена камера запуска скребка, по виду – раструб, врезанный в выкидную линию. Запущенный скребок по шлейфу движется вместе с потоком жидкости, собирая всевозможные сгустки парафиновых отложений со стенок трубы. На пункте сбора нефти приемные линии оборудованы емкостью, в которую сбрасываются собранные скребком сгустки парафиновых отложений и сам скребок. Таким образом, прочищается внутренняя полость труб. Скребки бывают различных видов: шарики, змеевики и др. При промывке часть горячей нефти попадает в ПЗС и из-за разности температур пласта и горячей нефти при контакте с водой она становится еще более вязкой и на какое-то время закрывает каналы, по которым вода поступает в скважину.

Рекомендуемые мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин представлены в таблице 6.2.2

Таблица 6.2.1 – Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№№ п/п	Наименование периода	Виды мероприятий	Периодичность	Примечание
1	На период прогноза	Промывка стволов скважины и колонны НКТ горячей нефтью или растворителями	По графику	–
2		Очистка от парафина скребкованием	По графику	–

В связи с тем, что в добывающей продукции месторождения «Лактыбай» отсутствуют агрессивные вещества (вода, сероводород, меркаптаны и т.д.) наземные и надземные оборудования не подвергаются коррозии.

Выводы и рекомендации к разделу

На месторождении «Лактыбай» проводимые мероприятия по борьбе с АСПО позволяют повысить производительность скважин, предотвращать осложнения при эксплуатации скважин и успешно с ними бороться.

Также в целях борьбы с образованием АСПО во внутрискважинном оборудовании рекомендуется рассмотреть применение технологии «Кожух» компании ТОО «Атыраугидрогеология».

Технология «Кожух» работает следующим образом: через патрубок подается теплоноситель (пар, горячая вода, горячая нефть) которая, проходя по межтрубному пространству концентрированно расположенных НКТ и трубой- кожухом осуществляет, прогрев асфальтосмолистых и парафиновых отложений с внутренних стен НКТ до полного плавления и удаления потоком нефти. Поток теплоносителя продвигаясь по узкому

кольцевому межтрубному пространству эффективно и интенсивно передает тепловую энергию, что сокращает время обработки, а потери тепловой энергии через наружные стенки трубы (кожуха) незначительны из-за воздушной прослойки межтрубного пространства труба (кожух) и эксплуатационная колонна, что в свою очередь практически устраняет изменение температуры эксплуатационной колонны. Совместно с теплоносителем может подаваться в скважину химические средства для предупреждения выпадения и удаления осадков асфальтосмолистых, парафиновых отложений по всей лифтовой трубе (НКТ) включая насос.

Экономический эффект достигается осуществлением удаления АСПО без остановки добычи, концентрированной подачей теплоносителя непосредственно к наружной поверхности НКТ, что позволяет повысить КПД теплопередачи к отложениям за счет чего сокращается время и объем подачи теплоносителя, устраняется непосредственный контакт теплоносителя с эксплуатационной колонной скважины, что устраняет изменения геометрических параметров эксплуатационной колонны связанных с тепловым расширением, тем самым устраняя разрушение ее муфтовых соединений и заколонного цементного камня.

Преимущества:

1. За счет движения теплоносителя в узком кольцевом пространстве НКТ – кожух происходит интенсивный нагрев НКТ сопровождаемый плавлением АСПО с ее внутренней поверхности, что уменьшает расход (объем) теплоносителя.
2. Воздушная прослойка между НКТ и кожухом и сам кожух создавая эффект «термоса» снижают охлаждение нефти внутри НКТ, за счет чего уменьшают интенсивность отложений АСПО на внутренней стенке НКТ, что увеличивает межпромысловый период.
3. Простота конструкций и эксплуатаций.
4. Одновременно удаляется АСПО с НКТ и с внутрипромыслового трубопровода (выкидная линия).

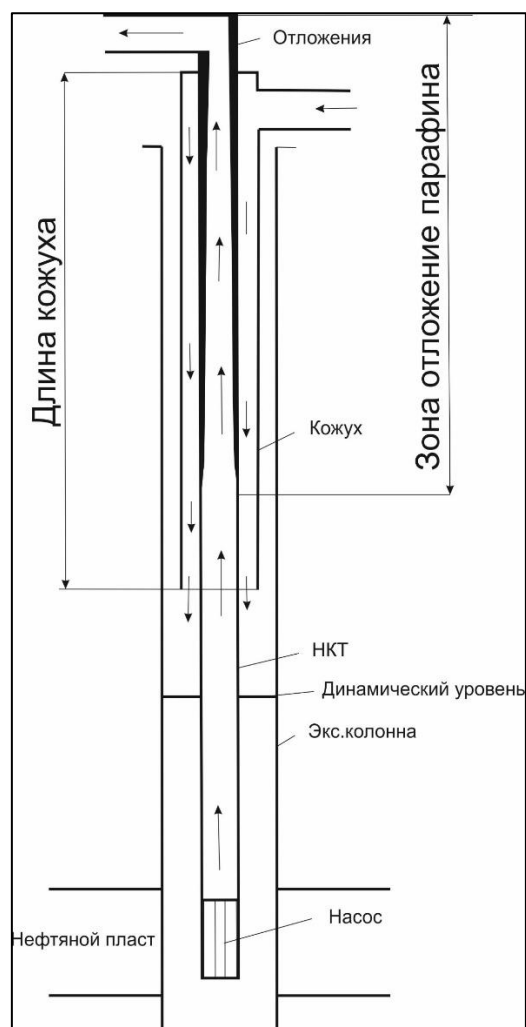


Рисунок 6.2.1 – Технология кожуха по борьбе с АСПО

6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система промыслового сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции месторождения представляет собой совокупность капиталоемких, металлоемких и трудозатратных эксплуатационных объектов, предназначенных для сбора со скважин, индивидуального замера и промыслового транспорта добываемой продукции на объекты ее товарной подготовки и сдачи потребителю, очистки и утилизации газа и сточных вод.

В данном разделе настоящего проекта, в соответствии с нормативными документами, определены требования к промысловой системе сбора, транспорта и подготовки продукции скважин и разработаны рекомендации по дальнейшей эксплуатации этих систем, направленные на обеспечение уровней добычи рекомендованного варианта разработки месторождения.

Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», утверждённых Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года за № 239 [2], при разработке месторождений углеводородов предъявляются следующие общие требования, применимые к системам сбора и промысловой подготовки продукции скважин при добыче углеводородов:

1. Ввод в разработку нефтяных месторождений (залежей) без утилизации попутного газа, а газовых месторождений - без переработки (утилизации) добываемого газа не допускается.

Запрещается добыча углеводородов без переработки всего объёма добываемого сырого газа, за исключением случаев, предусмотренных в пункте 4 статьи 147 Кодекса «О недрах и недропользовании» [2, пункт 82].

2. Добыча должна проводиться методами и способами, исключающими потери углеводородов, не предусмотренные базовым проектным документом, в соответствии с положительной практикой пользования недрами [2, пункт 83].

3. При проведении добычи углеводородов недропользователь обеспечивает [2, п.84]:

- оптимальность и безопасность применяемых технических средств добычи;
- охрану месторождения углеводородов от проявлений опасных техногенных процессов, приводящих к осложнению при их добыче, снижению экономической эффективности добычи углеводородов;
- достоверный учёт добытых и оставляемых в недрах запасов углеводородов, продуктов их переработки и отходов производства, образующихся при добыче;
- соблюдение норм и стандартов, применяемых методов и способов добычи;
- выполнение экологических и санитарно-эпидемиологических требований

при складировании и размещении отходов добычи и продуктов переработки углеводородов;

- извлечение углеводородов в порядке, предусмотренном проектом разработки месторождения.

4. При проектировании и строительстве объектов обустройства месторождения углеводородов должны соблюдаться меры по безопасному функционированию этих объектов, локализации и минимизации последствий возможных аварийных ситуаций [2, пункт 98].

При выборе технологии внутри промыслового сбора и транспорта необходимо учитывать:

- устьевые давления и динамику их изменения в процессе эксплуатации скважин месторождения;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции (вязкость, плотность, высокую температуру застывания);
- схему расположения добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- удалённость действующего объекта подготовки от добывающих скважин.

Система внутри промыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» 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.

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождений «Лактыбай» предназначена для герметизированного сбора, обеспечения индивидуального замера дебита каждой скважины и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту сбора – УПН «Лактыбай».

Сооружения УПН «Лактыбай» представляет собой комплекс технологического оборудования, предназначенный для сбора и подготовки продукции добывающих скважин месторождения «Лактыбай», путём обеспечения глубокой дегазации, обезвоживания и

обессоливания, а также сокращения технологических потерь при подготовке и транспортировке подготавливаемой нефти и доведения её до товарной кондиций.

Технологический процесс подготовки нефти на УПН «Лактыбай» предусматривает:

- отделения попутно нефтяного газа (ПНГ), первичной подготовки и учёта используемого сырого газа: на собственные нужды, в качестве топлива для печей подогрева нефти и на социально бытовые нужды в зимний период, а также подачи на ГТЭС, для выработки электроэнергии на нужды энергоснабжения объектов месторождения;
- отделение попутно пластовой воды, выделившейся в процессе подготовки нефти, и дальнейшей транспортировки автотранспортом на УПН «Каратобе Южное», для закачки в систему ППД месторождения;
- учёт и откачку подготовленной нефти по нефтепроводу «УПН Лактыбай – ГНПС Кенкияк» стального исполнения $\varnothing 245 \times 8$ мм общей протяжённостью $L=81$ км на ГНПС «Кенкияк», для дальнейшей сдачи товарной нефти по I-й группе в соответствии требованиями стандарта СТ РК 1347 - 2024 «Нефть. Общие технические условия» в магистральную систему АО «КазТрансОйл».

По состоянию на 01.01.2026 года эксплуатационный фонд добывающих скважин месторождения «Лактыбай» составляет 8 единиц, из них:

- действующий фонд - 4 скважины (№37, 40, 41 и 46)
- в бездействии - 4 скважины (№27, 32, 34 и 43)

Фонд добывающих скважин эксплуатируется фонтанным способом (№41, 46, и 27) и механическим способом, при помощи установок ЭЦН (№37, 40, 32, 34, 43).

Описание существующей системы сбора

Действующим проектным документом разработки месторождения «Лактыбай» предусматривается применение герметизированной, однатрубно-напорной системы сбора и транспортировки скважинной продукции, с групповой замерной сепарационной установкой.

Принципиальная схема системы сбора скважинной продукции месторождений «Лактыбай» представлена на рисунке 6.3.1.

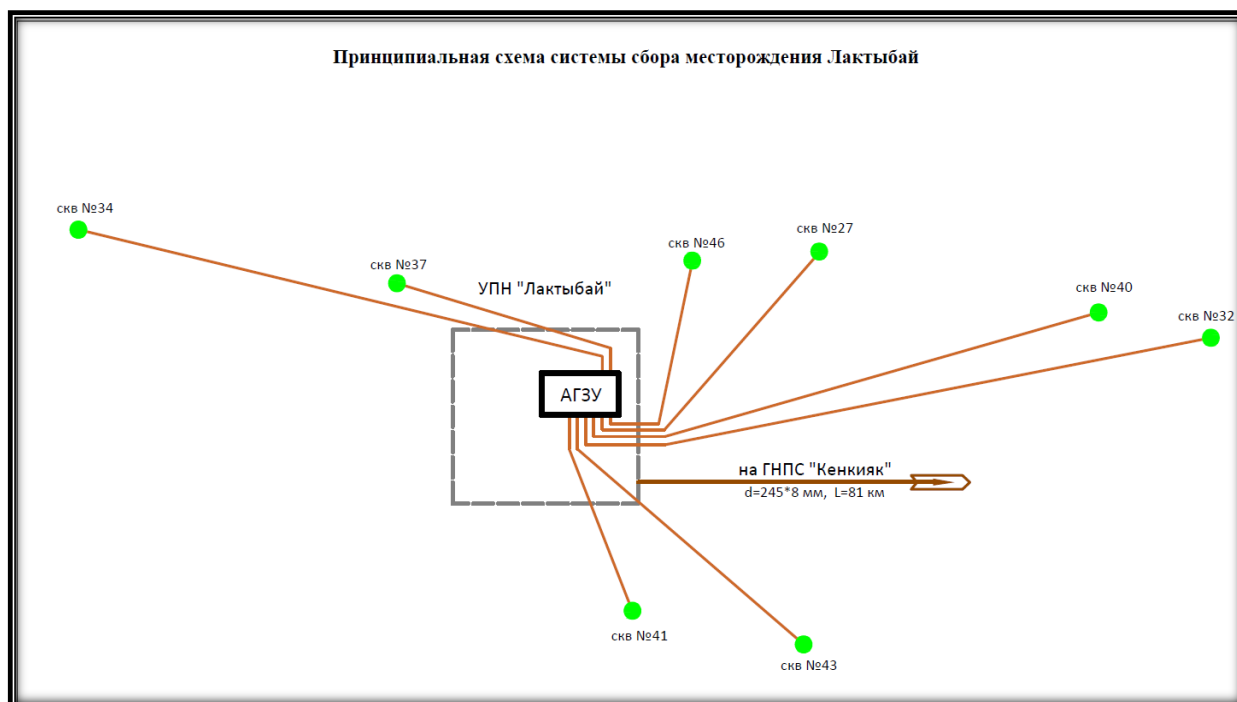


Рисунок 6.3.1 – Принципиальная схема системы сбора и транспорта скважинной продукции месторождения «Лактыбай»

Газожидкостная смесь с 8-и добывающих скважин месторождения «Лактыбай» за счёт избыточной энергии пласта и энергии создаваемой внутрискважинными насосами по выкидным линиям Ø114х6 мм и Ø159х6 мм поступает на автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ) типа «НГИ-1-2-5-80-150-4-14-1500», расположенную на территории УПН «Лактыбай». На АГЗУ проходит процесс сепараций и замер дебита жидкости отдельно по каждой скважине в автоматически периодическом или ручном режиме работы. Эксплуатационное назначение установки заключается в обеспечении контроля за технологическим режимом работы добывающих скважин.

С АГЗУ скважинная продукция добывающего фонда месторождений «Лактыбай» поступает на нефтегазосепаратор НГС V=12,5м³.

В таблице 6.3.1 отображена информация по технологическим трубопроводам месторождения «Лактыбай» с указанием диаметра, протяженности и материала исполнения выкидных линий.

Таблица 6.3.1 – Техническая характеристика технологических трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин м/р «Лактыбай»

№ АГЗУ	№ скв.	Диаметр выкидной линии, мм	Протяженность выкидной линии от скважин до АГЗУ, м	Материал исполнения	Год ввода в эксплуат.	Примечание
АГЗУ №1	27	Ø114х6 мм	1470	сталь	1999	
	32	Ø159х6 мм	5354	сталь	1999	
	34	Ø114х6 мм	2970	сталь	1999	
	37	Ø159х6 мм	600	сталь	1999	
	40	Ø114х6 мм	4500	сталь	2010	
	41	Ø114х6 мм	754	сталь	2013	
	43	Ø114х6 мм	2245	сталь	2014	

	46	Ø114x6 мм	906	сталь	2024	
--	----	-----------	-----	-------	------	--

Описание технологического процесса подготовки нефти на УПН «Лактыбай»

Газожидкостная смесь добывающих скважин месторождения «Лактыбай» с АГЗУ по трубопроводу Ø219×8 мм давлением $P=3,5-4$ кгс/см² поступает на I-ступень сепарации в нефтегазосепаратор НГС-1-1,6-1600-2 ($V=12,5$ м³). На установке НГС протекает процесс дегазации нефти, отделения попутного нефтяного газа от нефтяной эмульсии. Для поддержания технологического режима, уровень жидкости в аппарате контролируется с помощью уровнемера и поддерживается на уровне 85-95 см. давление на уровне $P=3,5$ кгс/см², изменение расхода нефтяной эмульсии регулируется с помощью электроприводного регулирующего клапана. Перед НГС по мере необходимости производится дозированная подача дэмульгатора марки Т-200, с удельным расходом 40 г/т. Принципиальная технологическая схема УПН «Лактыбай» представлена на рисунке 6.3.2.

Нефтяная эмульсия из нефтегазосепаратора поступает на II-ступень сепарации в отстойник нефти ОГ-100 где давление снижается до атмосферного, и под действием гравитационных сил производится отстой нефти и воды. Выделяемый остаточный газ с установки ОГ-100 направляется в коллектор факела низкого давления (НД). Коллектор оснащён двумя конденсатосборниками и огневым преградителем. После 5-6 часов отстоя, накопленная нефть 4 раза в сутки при помощи технологического насоса Н-1 марки ЦНС-38/66 и резервного насоса Н-2 марки ЦНС-60/132 перекачивается в товарные резервуары РВС №1 (1000 м³) и РВС №2 (2000 м³) поочерёдно.

После отстоя нефти в резервуаре, при получении некондиционной нефти технологическим процессом предусмотрен процес термохимического обезвоживания и обессоливания нефти, путём нагрева нефти в печах подогрева типа ППНП-1-0,65/6,3 и подачи реагента-дэмульгатора на приём насосов.

Нефть с резервуара технологическими насосами Н-3 марки ЦНС-38/66 и резервного насоса Н-2 марки ЦНС-60/132 перекачивается на приём печи подогрева ППНП-1-0,65/6,3 №1 с температурой на выходе $t=20-25^{\circ}\text{C}$. Далее нефть поступает на печь подогрева №2 и подогревается до $t=45-50^{\circ}\text{C}$ и обратно поступает в резервуар. Процесс циркуляции резервуара «сам на себя» осуществляется до подогрева нефти в резервуаре до $t=50-60^{\circ}\text{C}$. После циркуляции резервуара нефть с установки ОГ-100 также прокачивается через печи подогрева на РВС.

По результатам анализа товарная нефть с резервуаров УПН «Лактыбай» один раз в сутки, насосами внешней перекачки нефти марки ЦНС 105/490 (1-рабочий, 1-резервный) и насосов холодного резерва марки ЦНС 60/330 и НБ-125 перекачивается по нефтепроводу Ø245×8мм «Лактыбай-Кенкияк» протяжённостью $L=81$ км и поочерёдно поступает в РВС

№3 V-3000 м³ и РВС №4 V-3000 м³ товарные резервуары ТОО «Казахтуркмунай» на ГНПС «Кенкияк». Для дальнейшей сдачи товарной нефти по I-й группе через узел учёта СИКН в магистральную систему АО «КазТрансОйл».

Выделившийся попутно нефтяной газ в процессе сепарации на НГС-1-1,6-1600-2, через регулятор давления «до себя», давлением $P=3-4$ кгс/см² поступает на очистку в газосепаратор типа ГС-1-2,5-600-1. На установке ГС попутно нефтяной газ отчищается от капельной жидкости, газоконденсата и механических примесей.

Осушённый газ с газового сепаратора ГС разделяется на три потока:

- по первому потоку газ давлением $P=3,5$ кгс/см² по газопроводу Ø219 мм через регулятор давления «до себя», подаётся на коллектор факела высокого давления (ВД). Коллектор оснащён двумя конденсатосборниками и огневым преградителем. На коллекторе до второго регулятора давления «до себя», $P=3,2-3,5$ кгс/см² газ отводится и подаётся на нужды котельной вахтового городка, а также на ГТЭС для выработки электроэнергии на нужды месторождения «Лактыбай».
- по второму потоку газ давлением $P=3,2-3,5$ кгс/см² по газопроводу Ø114 мм подаётся на собственные нужды, в качестве топлива для котельных установок УПН «Лактыбай»;
- по третьему потоку газ по газопроводу Ø89 мм подаётся в качестве топлива для дежурных горелок факела ВД и НД. С данной линии также осуществляется подача газа через ГРПШ в качестве топлива для печей подогрева ПНП-1-0,65/6,3 №1 и №2 давление после ГРПШ составляет $P=1,5$ кгс/см².

Учёт расхода газа ведётся по всем потребителям отдельно.

Сосуды работающие под давлением установки НГС и ГС оснащены предохранительным клапаном СППК, от повышения давления выше установочного, давление в аппаратах измеряется датчиками давления, при избыточном давлении сброс газа с предохранительного клапанов осуществляется в коллектор факела высокого давления.

Дренажная система на территории УПН «Лактыбай» предусматривает:

- сброс дренажа с установок АГЗУ, НГС, ГС, ОГ, печей подогрева, а также с технологических насосов и насосной внешней откачки нефти производится в дренажную ёмкость ЕП-16 м³, откачка ёмкости подземной осуществляется полупогружным насосом НВЕ-50/50 в резервуары;
- дренажная ёмкость ЕП-40 м³ применяется в качестве общего назначения для поступающих жидкостей с промысла, откачка ёмкости подземной осуществляется полупогружным насосом НВЕ-50/50 в резервуары;
- дренирование подтоварной воды с резервуарного парка производится в дренажную ёмкость ЕП-63 м³, откачка ёмкости подземной осуществляется полупогружным насосом

НВЕ-50/50 на автотранспорт, для дальнейшей транспортировки на УПН «Каратобе». Транспортируемая попутно пластовая вода используется для закачки в систему ППД месторождения «Каратобе Южное».

Ввод скважин из бурения

В соответствии с рекомендуемым вариантом разработки в период 2026-2042 годы на месторождении «Лактыбай» начиная с 2026 года планируется бурение семи добывающих скважин.

Порядок ввода и время бурения скважин, а также ГТМ по добывающему фонду скважин представлены в таблице 6.3.2.

Таблица 6.3.2 – Информация по бурению скважин

П/н	№ скв.	Год	Объект	Описание мероприятия
1	32, 34, 43	2026		Ввод из бездействия
2	48	2026	II	Бурение вертикальной скважины
3	27D	2027	II	Бурение вертикальной скважины
4	49	2028	III	Бурение вертикальной скважины
5	47	2029	I	Бурение вертикальной скважины
6	43	2030	II + III	ОРЗ совместно на II и III объекты
7	50	2031	II	Бурение вертикальной скважины
8	14D	2033	III	Бурение вертикальной скважины
9	45	2035	I	Бурение вертикальной скважины

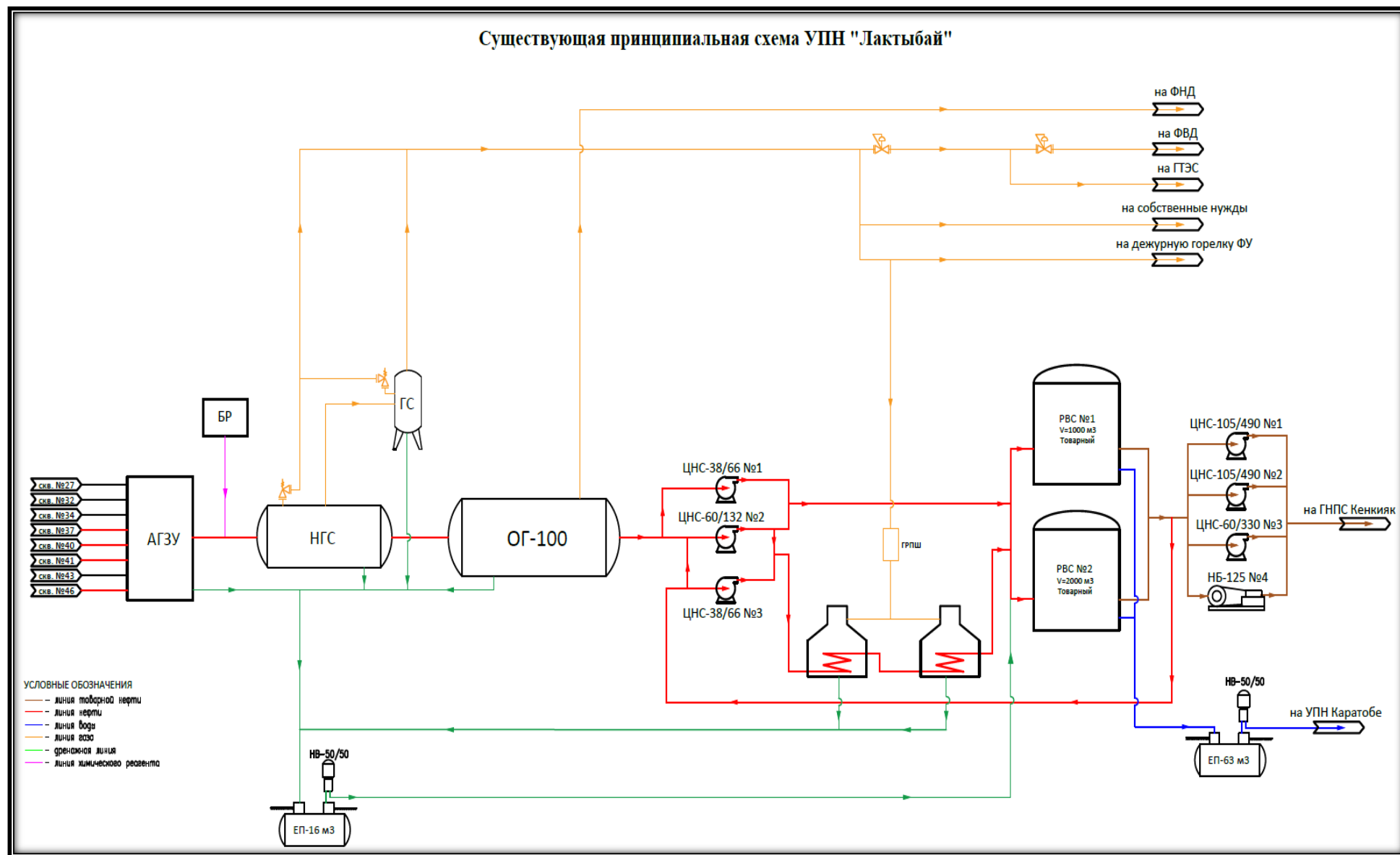


Рисунок 6.3.2 – Принципиальная технологическая схема УПН «Лактыбай»

Технологические потери нефти и газа

В 2026 году были скорректированы и утверждены нормативы технологических потерь нефти и попутного газа по ЦДНГ №2 ТОО «Казахтуркмунай», в Актюбинской области на зимний и летний периоды.

1. «Норматив технологических потерь при добыче, сборе, подготовке и транспортировке нефти ЦДНГ №2»;

2. «Норматив технологических потерь попутного и природного газа при сборе, подготовке и транспортировке на объектах ЦДНГ №2».

Согласно данным документам, выполнен расчёт нормативов технологических потерь нефти и попутного нефтяного газа при их добыче, сборе, подготовке и транспортировке на объектах ЦДНГ №2. Расчёты произведены с учётом принятой схемы обустройства месторождений и применяемых технологий разработки в соответствии с требованиями национальных стандартов Республики Казахстан СТ РК 4003-2025 и СТ РК 4005-2025.

Установление нормативов необходимо для обеспечения достоверного учёта, рационального использования ресурсов и соответствия требованиям нормативных документов РК.

Норматив технологических потерь нефти и попутного газа, обусловленный технологическими процессами добычи, сбора, подготовки и транспортировки на месторождении «Лактыбай» составляет: по нефти – 0,0973548% (средний показатель структуры, объёмов и норматива технологических потерь нефти) от объёма добычи нефти, по газу – 0,039% от объёма добычи газа.

1. Под технологическими потерями нефти (далее - потери) понимают безвозвратные потери (уменьшение массы) нефти, связанные с проектами обустройства месторождений, обусловленные технологическими особенностями производственного цикла, а также физико-химическими характеристиками добываемой из недр нефти.

Учёту подлежат технологические потери, образующиеся на объектах промыслового сбора, транспортировки, подготовки и хранения нефти при нормальной эксплуатации аппаратов, установок и оборудования в межремонтный период.

Технологические потери нефти классифицируются по видам, на потери от:

- испарения нефти;
- уноса капельной нефти потоком попутного газа;
- потери нефти от утечек паровой фазы через уплотнения насосов;
- уноса капельной нефти потоками сточных вод в процессе подготовки нефти до товарного качества.

К технологическим потерям не относится объем нефти, используемый на собственные и/или коммунальные нужды, и потери, возникшие вследствие нарушения, правил технической эксплуатации аппаратов, установок и оборудования и (или) режимов технологических процессов, а также аварийных ситуаций, в соответствии с СТ РК 4005-2025.

Технологические потери нефти от утечек в трубопроводах, через уплотнительные узлы насосов, задвижек, при замене оборудования, различных видах профилактических работ (продувки, промывки и т.д.) являются эксплуатационными и должны фиксироваться производственными структурами по факту. При нормальной эксплуатации трубопроводов и технологических установок различного назначения, технологические потери от утечек должны быть сведены к минимуму, так как по мере их появления они должны быть предотвращены своевременным выполнением организационно технических мероприятий.

2. Под технологическими потерями природного и (или) попутного газа понимают безвозвратные потери, связанные с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождения, включая объекты добычи, сбора, подготовки и транспортировки, а также с уровнем техники и технических средств, применяемых на месторождениях.

Технологические потери природного и (или) попутного газа классифицируются по видам:

- потери от утечек через неплотность соединений и уплотнений;
- потери из линейных частей газопроводов;
- потери при обслуживании предохранительных клапанов, средств автоматизации и контрольно-измерительных приборов (если применимо);
- потери при опорожнении технологического оборудования и технологических трубопроводов при проведении ремонтных и профилактических работ (если применимо):
 - потери при отборе проб;
 - потери при дегазации сточных вод и регенерации рабочих жидкостей.

Запрещается относить к технологическим потерям объем природного и (или) попутного газа при обслуживании предохранительных клапанов, опорожнении технологических трубопроводов и оборудования при проведении ремонтных и профилактических работ, за исключением случаев, когда в технологической схеме месторождения не предусмотрена факельная установка согласно утвержденных технических проектных документов.

К технологическим потерям не относится объем природного и (или) попутного газа при пуско-наладке оборудования, проведении исследовательских работ на скважинах,

опорожнения технологического оборудования и трубопроводов, сопровождающиеся сбросом природного и (или) попутного газа на факел в соответствии с СТ РК 4003-2025.

К технологическим потерям не относится объем природного и (или) попутного газа, используемый на собственные и (или) коммунальные нужды, и потери, возникшие вследствие аварийных ситуаций и (или) нарушении технологического процесса.

Определение необходимых мощностей сооружений систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин на месторождении «Лактыбай».

Проектная мощность УПН «Лактыбай» составляет 292 тыс.м³/год, пропускная способность нефтепровода «УПН Лактыбай-ГНПС Кенкияк» 1 млн.тн./год.

Согласно данному проекту разработки, по рекомендуемому варианту максимальные значения проектных показателей объёма добычи по месторождению «Лактыбай» составят:

- по жидкости – 119,0 тыс. т/год $\approx$ 326 т/сутки в 2032 г.;
- по нефти - 107,3 тыс. т/год $\approx$ 294 т/сутки в 2030 г.;
- по газу – 31,618 млн м³/год $\approx$ 86 625 м³/сутки в 2030 г.

Как видно из представленных данных, мощностей имеющегося оборудования систем подготовки и транспортировки нефти достаточно для обеспечения сбора и подготовки скважинной продукции при разработке месторождения по рекомендуемому варианту. Следовательно, производительность УПН позволяет достичь прогнозных показателей по жидкости с большим запасом.

Выводы и рекомендации

1. Существующая система сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции месторождений «Лактыбай» по технологическим возможностям и пропускным способностям, способна обеспечить достижение прогнозных технологических показателей разработки, принятых в настоящем отчете.

2. Рекомендуется проводить мониторинг коррозии технологического оборудования и трубопроводов. В целях своевременной оценки и управления скоростью коррозии для обеспечения безопасной эксплуатации производства.

6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Согласно Кодексу Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании», при разработке месторождений углеводородов предъявляются следующие общие требования к переработке и утилизации сырого газа статья №147.

1. Под переработкой сырого газа понимается технологический процесс по выработке из сырого газа продукции, отвечающей по качественному и количественному содержанию компонентов требованиям технических регламентов и (или) национальных стандартов.

2. Недропользователь, осуществляющий добычу углеводородов, обязан проводить мероприятия, направленные на минимизацию объёмов сжигания сырого газа.

Проект разработки месторождения в обязательном порядке должен содержать раздел по переработке (утилизации) сырого газа.

3. Недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязаны разрабатывать по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме программы развития переработки сырого газа. Программа развития переработки сырого газа разрабатывается на основании утверждённого недропользователем и получившего положительное заключение предусмотренных настоящим Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз базового проектного документа или анализа разработки.

ПРПСГ подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов с учётом рекомендаций рабочей группы по вопросам развития переработки сырого газа и должны обновляться каждые три года.

Состав рабочей группы по вопросам развития переработки сырого газа и положение о ней утверждаются уполномоченным органом в области углеводородов.

Отчёты о выполнении программ развития переработки сырого газа должны направляться недропользователем ежегодно в уполномоченный орган в области углеводородов по форме и срокам, которые утверждены таким органом.

4. Запрещается добыча углеводородов без переработки всего объёма добываемого сырого газа, за исключением объёмов сырого газа:

- 1) сжигаемых в случаях и на условиях, установленных статьёй 146 настоящего Кодекса;
- 2) используемых недропользователем на собственные технологические нужды в объёмах, предусмотренных программой развития переработки сырого газа, утверждённой уполномоченным органом в области углеводородов;
- 3) реализуемых недропользователем иным лицам в целях переработки и (или) утилизации.

При этом на месторождениях, где переработка сырого газа экономически не оправдана, проектом разработки месторождения и программой развития переработки сырого газа может быть предусмотрена утилизация всего объёма добываемого сырого газа, за исключением газа, используемого на собственные нужды, путём закачки в пласт с целью хранения и (или) поддержания пластового давления.

На дату составления настоящего отчёта, утилизация газа на месторождении «Лактыбай» осуществляется по «Программе развития переработки сырого газа на месторождении «Лактыбай» ТОО «Казахтуркмунай» в Актюбинской области на 2026 год».

Настоящая Программа разработана на основании действующего проектного документа, с расчётом баланса добываемого газа на 2026 год.

ПРПСГ выполнена в соответствии с требованиями действующего Кодекса Республики Казахстан принятым от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» и «Методикой расчётов нормативов и объёмов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утверждённой Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 05 мая 2018 года № 164.

Согласно утверждённой ПРПСГ, объём технологически неизбежного сжигания сырого газа по месторождению «Лактыбай» в период с 01.01.2026 по 31.12.2026 года составляет: $V_v - 0,2333$ млн.м³, в том числе по категории $V_6 - 0,0$ млн. м³, $V_7 - 0,2333$ млн. м³, $V_8 - 0,0$ млн. м³, по категории $V_9 - 0,0$ млн. м³.

ПРПСГ была утверждена и, основываясь на её выводах, недропользователю – ТОО «Казахтуркмунай» Министерством энергетики РК выдано разрешение на сжигание сырого газа в факелах за №KZ68VPC00027941 от 21.11.2025г.

Основным путём утилизации сырого газа на месторождении «Лактыбай» является - применение его в качестве топлива для собственных нужд на печах подогрева продукции и для социально-бытовых нужд на котельных установках.

Также сырой газ подаётся на газотурбинную электростанцию, для выработки электроэнергии на нужды объектов энергопотребления месторождения «Лактыбай».

На месторождении «Лактыбай» в существующей технологической схеме установки подготовки нефти используется следующее газопотребляющее оборудование:

- Печь подогрева ППП-1-0,65/0,63 – (1 единица в работе, 1 резерв). Используется для поддержания требуемой температуры нефти в сборных РВС. Это однопоточная, двухсекционная печь с возвратно-петлевой схемой обвязки змеевиков. Печь имеет следующие характеристики:

- Тепловая мощность 200 - 800 кВт.

- Производительность печи (нефть) при T 30°C - 90°C - 13 - 38,8 тонн/час
- Рабочее давление нагреваемой среды (макс.) - 6,3 Мпа
- Расход топливного газа по режимным картам - 86 м³/час;
- Время работы - 24 часа в сутки, 365 дней в году
- Котел «Buderus» - (1 единица в работе, 1 резерв). Котельная контейнерного типа с двумя котлами, работающими на газовом топливе, предназначена для производства и отпуск тепла на отопление и горячее водоснабжение городка.

Технические параметры котельной установки:

- Расход газа по режимным картам – 120,36 м³/час
- Тепло производительность: Общая - 2080 кВт
- Система отопления – 1580 кВт
- Система горячего водоснабжения – 500 кВт
- Время работы - 24 часа в сутки, 365 дней в году
- Котел «Prexterm RSW 1480N» - 1 единица в работе (1 резерв)
 - Расход газа по режимным картам – 121,48 м³/час
 - Время работы - 24 часа в сутки, 365 дней в году

Для аварийного сброса и последующего сжигания сырого газа на УПН «Лактыбай» установлены две факельные установки ФНД и ФВД с автоматической системой розжига и контроля пламени.

Балансы добычи и распределения сырого газа по месторождению «Лактыбай» для вариантов разработки представлены в таблицах 6.4.1с

Таблица 6.4.1 — Баланс добычи и распределения попутного нефтяного газа по месторождению «Лактыбай» (варианта №1 - рекомендуемый)

№	Наименование	Общ ее кол- во	В раб оте	Расход газа (не более), м³/час	Количес тво часов работы в сутки	Эксплуат ация (количес тво дней в году)	Объем газа, млн. м³/год																
							2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча газа, (V ₁)						19,30 92	21,66 54	25,80 89	29,58 63	31,61 77	29,11 40	28,67 67	23,55 25	21,13 42	18,36 70	16,84 70	14,10 56	11,72 64	9,74 75	8,20 54	6,94 02	5,87 38
2	Тех потери						0,007 5	0,008 4	0,010 1	0,011 5	0,012 3	0,011 4	0,011 2	0,009 2	0,008 2	0,007 2	0,006 6	0,005 5	0,004 6	0,00 38	0,00 32	0,00 27	0,00 23
3	Объем газа на ГТЭС						16,31 38	18,66 90	22,79 94	26,28 00	26,28 00	26,11 47	25,66 61	20,55 54	18,13 80	15,37 19	13,84 10	11,11 22	8,733 9	6,75 58	5,20 27	3,94 96	2,88 36
3.1	Утилизация ПНГ путем переработки в электроэнергию (летний период)	3	3	1000	24	180	7,776 0	8,810 9	10,88 64	12,96 00	12,96 00	12,83 04	12,54 19	9,720 0	8,683 2	7,374 2	6,480 0	5,184 0	4,147 2	3,11 04	2,41 92	1,79 71	1,29 60
3.2	Утилизация ПНГ путем переработки в электроэнергию (зимний период)	3	3	1000	24	185	8,537 8	9,858 1	11,91 30	13,32 00	13,32 00	13,28 43	13,12 42	10,83 54	9,454 8	7,997 7	7,361 0	5,928 2	4,586 7	3,64 54	2,78 35	2,15 25	1,58 76
4	Собственные нужды (V ₁), в т.ч.:						2,754 6	2,754 6	2,765 5	3,061 4	5,092 0	2,754 6	2,765 5	2,754 6	2,754 6	2,754 6	2,765 5	2,754 6	2,754 6	2,75 46	2,76 55	2,75 46	2,75 46
4.1	ППНП-1-0,65/6,3 (лето)	2	1	34	24	198	0,161 6	0,161 6	0,161 6	0,252 0	0,323 1	0,161 6	0,161 6	0,161 6	0,161 6	0,161 6	0,161 6	0,161 6	0,161 6	0,16 16	0,16 16	0,16 16	0,16 16
4.2	ППНП-1-0,65/6,3 (зима)	2	1	86	24	167	0,344 7	0,344 7	0,346 8	0,561 1	0,689 4	0,344 7	0,346 8	0,344 7	0,344 7	0,344 7	0,346 8	0,344 7	0,344 7	0,34 47	0,34 68	0,34 47	0,34 47
4.3	Котёл "Ferrolì" Prextherm RSW 1480N (лето)	2	1	121,48	24	175	0,510 2	0,510 2	0,510 2	0,510 2	1,016 4	0,510 2	0,510 2	0,510 2	0,510 2	0,510 2	0,510 2	0,510 2	0,510 2	0,51 02	0,51 02	0,51 02	0,51 02
4.4	Котёл "Ferrolì" Prextherm RSW 1480N (зима)	2	1	188,3	24	182,5	0,824 8	0,824 8	0,829 3	0,824 8	1,646 9	0,824 8	0,829 3	0,824 8	0,824 8	0,824 8	0,829 3	0,824 8	0,824 8	0,82 48	0,82 93	0,82 48	0,82 48
4.5	Котёл "Bederus" SK755-2242A2700 (лето)	2	1	120,36	24	40,83333	0,118 0	0,118 0	0,118 0	0,118 0	0,186 2	0,118 0	0,118 0	0,118 0	0,118 0	0,118 0	0,118 0	0,118 0	0,118 0	0,11 80	0,11 80	0,11 80	0,11 80
4.6	Котёл "Bederus" SK755-2242A27001 (зима)	2	1	181,6	24	182,5	0,795 4	0,795 4	0,799 8	0,795 4	1,230 0	0,795 4	0,799 8	0,795 4	0,795 4	0,795 4	0,799 8	0,795 4	0,795 4	0,79 54	0,79 98	0,79 54	0,79 54
5	Общий объем технологически неизбежного сжигания газа (V _v):						0,233 3	0,233 3	0,234 0	0,233 3	0,233 3	0,233 3	0,234 0	0,233 3	0,233 3	0,233 3	0,234 0	0,233 3	0,233 3	0,23 33	0,23 40	0,23 33	0,23 33
5.1	Объем сжигания сырого газа при проведении пусконаладочных работ технологического оборудования (V ₆)						0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,00 00	0,00 00	0,00 00	0,00 00
5.2	Объем сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования (V ₇):						0,233 3	0,233 3	0,234 0	0,233 3	0,233 3	0,233 3	0,234 0	0,233 3	0,233 3	0,233 3	0,234 0	0,233 3	0,233 3	0,23 33	0,23 40	0,23 33	0,23 33
5.2 .1	на дежурных горелках ФУ	2	1	1,2	24	365	0,010 5	0,010 5	0,010 5	0,010 5	0,010 5	0,010 5	0,010 5	0,010 5	0,010 5	0,010 5	0,010 5	0,010 5	0,010 5	0,01 05	0,01 05	0,01 05	0,01 05
5.2 .2	при продувке коллектора ФУ	2	1	25,434	24	365	0,222 8	0,222 8	0,223 4	0,222 8	0,222 8	0,222 8	0,223 4	0,222 8	0,222 8	0,222 8	0,223 4	0,222 8	0,222 8	0,22 28	0,22 34	0,22 28	0,22 28
5.3	Объем сжигания газа при ТО и ТР технологического оборудования (V ₈):						0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,00 00	0,00 00	0,00 00	0,00 00
5.4	Объем сжигания сырого газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования (V ₉)						0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00

6.5 Выполнение требований и рекомендаций к системе ППД, качеству используемой воды

На месторождении «Лактыбай» система ППД в настоящее время отсутствует. Разработка месторождения осуществляться в естественном режиме без применения системы ППД. Данным проектом разработки в рассматриваемый период 2026-2042 годы планируется разработка месторождения с внедрением системы поддержания пластового давления с закачкой воды начиная с 2026 года. Максимальный объем закачки рабочего агента в данный период составит 122,5 тыс. м³ (335 м³/сут) в 2034 г.

В соответствии с рекомендуемым вариантом разработки на месторождении планируется перевод 2-х существующих и одной проектной скважины добывающего фонда, в нагнетательный фонд скважин.

Порядок и время ввода нагнетательных скважин представлены в таблице 6.5.1.

В связи с тем, что попутно добываемой воды самого месторождения на начальном этапе будет недостаточно, в качестве дополнительного рабочего агента для закачки планируется использование воды с существующей водозаборной скважины №3Ц, при условии совместимости пластовых вод.

Таблица 6.5.1 — Информация по вводу нагнетательных скважин

П/п	№ скв.	Объект	Год	Описание мероприятия
1	32	I	2026	Перевод под закачку из добывающего фонда
2	43	II	2026	Перевод под закачку из добывающего фонда
3	43	II и III	2030	Проведение ОРЗ на II и III объекты
4	27D	II	2033	Перевод под закачку из добывающего фонда

Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», утверждённых Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года за № 239 [2, пункт 241-245].

Система ППД представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта.

В комплекс технических средств воздействия на пласт входят: источники рабочего агента, нагнетательные скважины и соответствующее наземное оборудование.

Система воздействия на пласт должна обеспечивать:

1) закачку в эксплуатационный объект необходимых объёмов рабочего агента для восполнения пластовой энергии и вытеснения углеводородов к забоям добывающих скважин по отдельным зонам, пластам и месторождению в целом;

2) подготовку рабочего агента до необходимых кондиций по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мех. примесей, кислорода и микроорганизмов;

3) возможность систематических замеров приёмистости скважин, учёта закачки рабочего агента как по каждой скважине, по группам, по пластам и объектам разработки, так и по месторождению в целом;

4) возможность постоянного контроля за качеством и свойствами рабочего агента;

5) надёжность функционирования, в первую очередь с точки зрения герметичности.

Мощность системы воздействия на пласт должна обеспечивать возможность максимальной проектной закачки рабочего агента по каждому технологическому блоку и месторождению в целом, с учётом технологических потерь. Основным элементом системы воздействия на пласт является нагнетательная скважина, в которую производится закачка рабочего агента.

Основным элементом системы воздействия на пласт является нагнетательная скважина, в которую производится закачка рабочего агента.

Конструкция нагнетательной скважины должна обеспечивать выполнение условий:

1) оборудования устья, трубопроводы и коммуникации нагнетательной скважины должны соответствовать 1,5 кратному рабочему давлению;

2) закачка рабочего агента в пласт при предусмотренном давлении нагнетания в соответствующем объёме;

3) надёжное разобщение пластов и объектов закачки;

4) производство исследований и выполнение мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта;

5) проведение ремонтных и аварийных работ.

Конструкция забоя нагнетательных скважин должна обеспечивать максимальную открытость фильтрующей поверхности пластов (пласта) по всей их толщине [2, пункт 247].

Для обеспечения эффективной работы нагнетательной скважины выполняется комплекс мер по обеспечению приёмистости скважин в необходимом объёме по всей заданной толщине эксплуатационного объекта, в частности, восстановление природных фильтрационных свойств призабойной зоны пласта, при необходимости их улучшение, а также создание необходимого пускового давления нагнетания [2, пункт 248].

На оборудовании устья нагнетательной скважины предусматриваются дроссельные устройства для регулирования давления и объёма закачиваемого агента.

Нагнетательные скважины в зависимости от физико-химических свойств закачиваемого агента оборудуются соответствующей компоновкой колонны НКТ, пакером и скважинным оборудованием, обеспечивающими защиту и изоляцию эксплуатационной колонны от воздействия закачиваемого агента и пластового флюида.

Выбор схемы заводнения нефтяных пластов, размещение КНС и определение их

максимальной производительности следует осуществлять с учётом требуемого давления, объёмов закачки, расположения скважин, геологической характеристики продуктивных пластов, рельефа местности, климатических и других условий и обосновывать технико-экономическими расчётами.

В зависимости от принятой схемы заводнения предусматриваются сооружения:

- 1) кустовые (блочные) насосные станции;
- 2) блочные напорные манифольды (коллекторы);
- 3) высоконапорные водоводы;
- 4) водораспределительные пункты;
- 5) обустройство устья нагнетательных скважин.

В систему заводнения допускается включать сооружения водоснабжения (водозаборы, насосные станции, водоочистные сооружения, подводящие водоводы к кустовым насосным станциям), когда они используются только для данного объекта.

Сооружения системы заводнения должны иметь резерв производительности в размере до 15% от максимального объёма закачки воды.

Кустовые насосные станции и водораспределительные пункты должны проектироваться для работы без постоянного обслуживающего персонала.

В кустовых насосных станциях следует предусматривать установку резервных насосных агрегатов из расчёта: на 3 рабочих насосных агрегата и менее - один резервный; при количестве насосных агрегатов более 3-х - один резервный на каждые 3 рабочих.

Установленные в КНС насосные агрегаты должны работать в оптимальном режиме при различных (по годам разработки) объёмах закачки воды.

На всасывающих и напорных линиях насосов предусматривается установка приборов для измерения давления, а на каждом высоконапорном водоводе от блока напорного манифольда и водораспределительного пункта к нагнетательным скважинам установку расходомера.

Диаметры высоконапорных водоводов следует определять исходя из среднего максимального объёма закачки воды в скважины по годам разработки месторождения. Потери напора в высоконапорных водоводах должны составлять не более 3-5% от рабочего давления в них. При технико-экономическом обосновании допускается увеличение потерь напора.

За рабочее давление в высоконапорных водоводах принимается максимальное давление, создаваемое насосами при расчетной производительности, с учетом гидростатического давления и разности геодезических отметок рельефа местности.

Для оборудования и трубопроводов системы заводнения предусматривается теплоизоляция

и обогрев при отрицательных температурах.

Глубина прокладки трубопроводов, транспортирующих пластовые воды, принимается в зависимости от плотности (минерализации) воды, гидрологических и климатических условий. При определении глубины учитывается возможность уменьшения минерализации пластовой воды, водонасыщенность и набухание грунтов, глубина промерзания грунта.

Прокладка в одной траншее более трех высоконапорных водоводов не рекомендуется. Расстояние между трубопроводами в одной траншее должно быть не менее 0,5 метра.

В зависимости от коррозионных свойств среды, условий эксплуатации и коррозионной стойкости материалов должны быть предусмотрены следующие способы защиты оборудования и трубопроводов от коррозии:

- а) термообработка аппаратов, труб и сварных швов;
- б) применение коррозионностойких материалов;
- в) химическая нейтрализация агрессивной среды;
- г) защита оборудования антикоррозионными покрытиями;
- д) применение ингибиторов коррозии;
- е) проводить мониторинг наличия СВБ.

Проектирование сооружений системы ППД должно предусматривать рациональное размещение и централизацию технологических объектов и водоводов на площади месторождения с учётом рельефа местности и климатических условий, использование новой техники и блочно-комплектных конструкций заводского изготовления, автоматизацию основных технологических процессов, максимальное сокращение капитальных и эксплуатационных затрат, надёжный учёт закачиваемой в продуктивные пласты воды по каждой скважине, обеспечение необходимых свойств воды и контроль её качества.

Для внедрения проектируемой системы ППД на месторождении «Лактыбай» необходимо:

1. Обустройство устья существующей водозаборной скважины №3Ц, со строительством линии водопровода до блока гребёнки.
2. Монтаж блока гребёнки для сбора воды с водозаборных скважин.
3. Монтаж сетчатых фильтров (1 рабочий, 1 резервный).
4. Установка блока дозирования реагента №1 и №2 (бактерицид и ингибитор коррозии).
5. Установка отстойника с патронным фильтром (ОПФ-3000).

6. Резервуар вертикальный стальной РВС-1000 м³ №1 и №2.
 7. Насосная станция, для подпорных насосов ЦНС (1 рабочий, 1 резервный).
 8. Установка ВРП (водораспределительный пункт на 5-отводов).
 9. Обустройство устья нагнетательной скважины №32, со строительством нагнетательной линий от ВРП и демонтажем выкидной линии до АГЗУ. Установка блочного нагнетательного насоса с дренажной ёмкостью ЕП-5 м³.
 10. Обустройство устья нагнетательной скважины №43, со строительством нагнетательной линий от ВРП и демонтажем выкидной линии до АГЗУ. Установка блочного нагнетательного насоса с дренажной ёмкостью ЕП-5 м³.
 11. Обустройство устья нагнетательной скважины №27D, со строительством нагнетательной линий от ВРП и демонтажем выкидной линии до АГЗУ. Установка блочного нагнетательного насоса с дренажной ёмкостью ЕП-5 м³.
- Принципиальная схема обустройства проектируемой системы ППД на месторождении «Лактыбай» представлена на рисунке 6.5.1.

Требования к качеству используемого агента

Вода применяемая для заводнения нефтяных пластов месторождения «Лактыбай» должна соответствовать требованиям стандарта - СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».

По результатам гидродинамических исследований коэффициент проницаемости пород данного месторождения составляет: по I объекту 0,0072 мкм², по II объекту - 0,0494 мкм², по III объекту - 0,0009 мкм².

Показатели и нормы качества воды, согласно СТ РК 1662-2007.

- Водородный показатель (рН).

Значение рН должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5.

- Фильтрационная характеристика.

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

- Совместимость с пластовой водой и породой.

При контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики в соответствии с п.2.

- Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти.

При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм должно

быть 90% частиц не крупнее 5 мкм; при закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм не крупнее 1 мкм.

- Содержание нефти и механических примесей.

В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается по табл. 6.5.2.

Таблица 6.5.2 — Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления

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

Для условий месторождения «Лактыбай» допустимое содержание механических примесей в воде – до 3,0 мг/л, нефтепродуктов – до 5,0 мг/л.

- Содержание растворенного кислорода.

Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л.

- Набухаемость пластовых глин.

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

- Коррозионная активность.

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

- Содержание сероводорода.

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

- Наличие сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ)

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

- Содержание ионов трёхвалентного железа.

При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трёхвалентного железа из воды. Контроль за качеством подготовленной для заводнения воды осуществлять: на выходе из водоочистной установки и на устье наиболее удалённой нагнетательной скважины.

Периодичность контроля качества воды устанавливается по согласованию технологической и геологической службами производственных объединений в зависимости от свойств закачиваемой воды и характеристики продуктивных коллекторов.

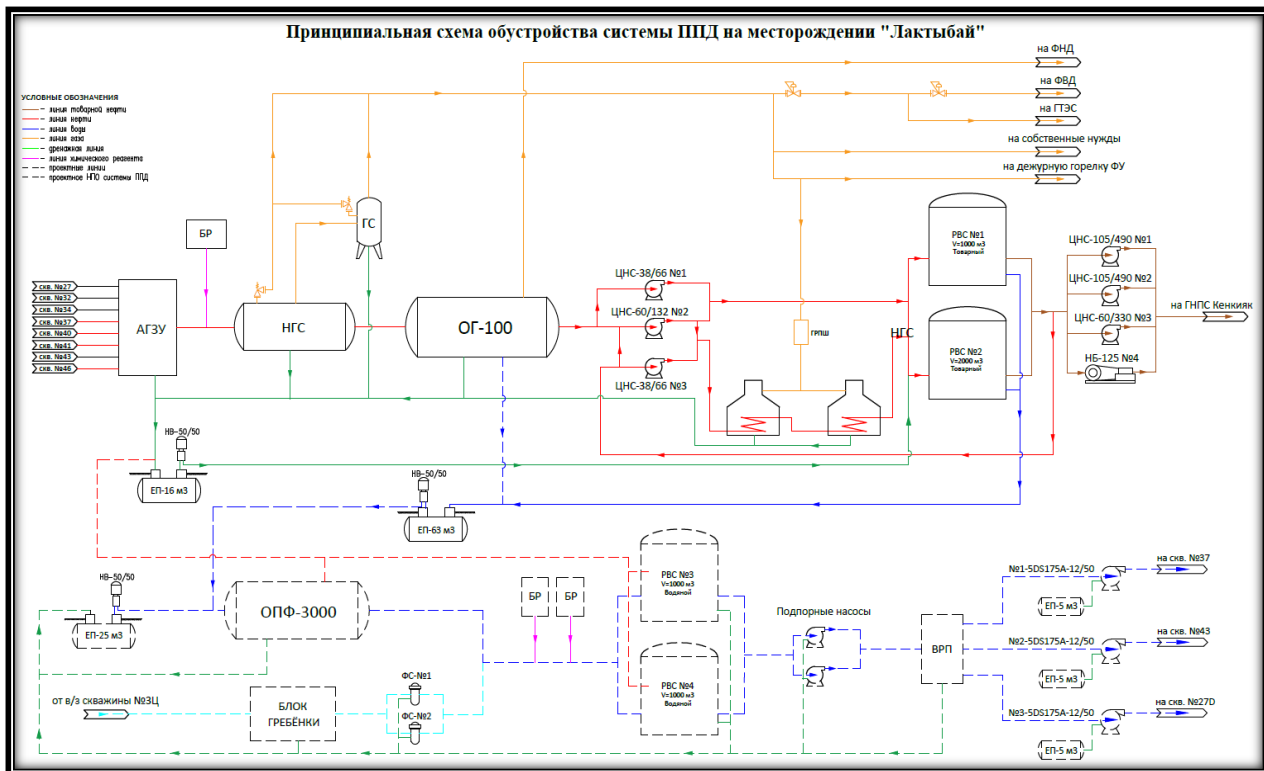


Рисунок 6.5.1 - Принципиальная схема обустройства проектируемой системы ППД на месторождении «Лактыбай»

6.6 Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются:

- сохранение устойчивой приёмистости 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 сульфат восстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

На основе данных технических требований формулируются требования к качеству подготовки закачиваемых вод.

Для приготовления закачиваемых в пласт водных растворов поверхностно-активных веществ, кислот, щелочей, полимеров и других химических реагентов необходимо использовать воду, соединение с которой исключает деструкцию реагентов и не приводит к образованию с ней соединений, способных выделяться в осадок, если это прямо не предусматривается проектным документом на разработку. Кроме того, закачиваемая вода должна быть химически совместимой с пластовой водой, способствуя вытеснению углеводородов из коллектора [2, пункт 253].

Выводы и рекомендации

1. Вода применяемая для заводнения должна соответствовать требованиям стандарта СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».

2. Недропользователю необходимо уделить особое внимание к качеству закачиваемой воды и, при проектировании обустройства системы ППД, подобрать соответствующую технику и технологию подготовки воды.

3. Так как на месторождении «Лактыбай» в качестве рабочего агента в системе ППД, планируется возможное применение вод с водозаборных скважин, а также попутно добываемых вод самого месторождения, рекомендуется проведение лабораторных исследований по совместимости указанной воды с пластовой водой и породой, определение набухаемости глин коллекторов и коррозионной активности закачиваемой воды в систему ППД.

4. Рекомендуется проводить мониторинг наличия сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ).

5. Рекомендуется выполнять строительство высоконапорных водоводов от УПН до ВРП и нагнетательных скважин с применением труб стекловолоконного (СВТ) исполнения.

6. Рекомендуется проверить работоспособность существующего насоса водозаборной скважины, при необходимости заменить.

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

7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.

Приведенные в данном разделе требования к конструкциям скважин носит рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, параметры бурового раствора должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

В рамках настоящего дополнения к проекту, согласно **1 рекомендуемому варианту** разработки, предусматривается бурение 7 вертикальных скважин (№№45, 47, 48, 49, 27D, 14D, 50) в 2026-2035гг. Из них на I объекте скважины №45,47; на II объекте №48, 27D,50 с; на III объекте №49, 14D.

В рамках **2 варианту** предусматривается бурение 12 вертикальных скважин (№№45, 47, 48, 49, 27D, 14D, 50,56,57,58,59,60) в 2026-2037гг. Из них на I объекте скважины №45,47,56; на II объекте №48, 27D,50,57,58; на III объекте №49, 14D,59,60.

Также предусматривается бурение резервных вертикальных скважин глубиной 4771м в количестве 2 единиц №61 на II объекте , №62 на III объекте и бурение оценочных скважин в количестве 6 единиц №ОС-1 на все объекты, №№51,52,53,54,55 на III объект глубиной 4771м. Конструкция резервных и оценочных скважин является однотипной по аналогии с проектными вертикальными эксплуатационными скважинами.

При выборе конструкции проектных скважин учитываются особенности разреза, глубина залегания целевых объектов освоения и опыт проводки ранее пробуренных скважин.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать: условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины; условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колон и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также 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 скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

В рамках «Дополнения проекта разработки месторождения Лактыбай» эксплуатационные скважины должны иметь следующие конструкции:

Для I объекта, скважин № 45, 47, 56 глубиной 4771м, рекомендуемая

конструкция вертикальных скважин:**Основной вариант**

Направление Ø 508мм, которое устанавливается на глубине 100 м, с целью предохранение устья скважины от размыва, создание канала циркуляции.

Кондуктор Ø 339,7мм, спускается на глубину 1000 м, цементируется до устья с целью перекрытия неустойчивых мезозойских отложений, в которых возможны обвалы стенок скважин, частичные поглощения бурового раствора. Оборудование устья скважины ПВО.

Комбинированная техническая колонна Ø 244,5/250,83мм, спускается на глубину 3670м, цементируется до устья с целью перекрытия отложений верхней и нижней перми.

Эксплуатационная колонна Ø 177,8мм, спускается на глубину 4771м (±250м) и цементируется подъемом цемента до устья с целью перекрытия отложений КТ-II (C_{1v3} и C_{1v2}), где возможны поглощения бурового раствора и возможны проявления. Испытание (освоение) продуктивных горизонтов.

Резервный вариант:

Направление Ø 508мм, Кондуктор Ø 339,7мм и Комбинированная техническая колонна Ø 244,5/250,83мм как в основном варианте.

Эксплуатационная колонна Ø 177,8мм, спускается на глубину 4100 м (±250м) и цементируется подъемом цемента до устья с целью перекрытия отложений КТ-II (C_{1v3} и C_{1v2}), возможны поглощения бурового раствора и возможны проявления. Испытание (освоение) продуктивных горизонтов.

Хвостовик Ø 127мм, спускается в интервале 4000-4771 м (±250м) и цементируется в интервале установки с целью перекрытия отложений КТ-II (C_{1v2}), где возможны проявления. Испытание (освоение) продуктивных горизонтов для вскрытия всех продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Таблица 7.4.1 – Проектная конструкция скважин № 45, 47, 56 глубиной 4771м

Таблица 7.11 Проектная конструкция скважин 1-2, 1-3, 3-5 глубины 1771 м					
№№ п/п	Наименование обсадной колонны	Диаметр, (мм)		Глубины спуска колонн, (мм)	Высота подъема цемента за колонной
		Обсадной колонны	Скважины (долота)		
Основной вариант					
1	Направление	508,0	660,4	100	До устья
2	Кондуктор	339,7	444,5	1000	До устья
3	Техническая	244,5/250,83	311,15	3670	До устья
4	Эксплуатационная	177,8	215,9	4771	До устья
Резервный вариант					
1	Направление	508,0	660,4	100	До устья
2	Кондуктор	339,7	444,5	1000	До устья
3	Техническая	244,5/250,83	311,15	3670	До устья
4	Эксплуатационная	177,8	215,9	4100	До устья

5	Хвостовик	127,0	152,4	4000-4771	в интервале установки
---	-----------	-------	-------	-----------	-----------------------

Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Подробно конструкция скважин, должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

Для II объекта, скважины №48 глубиной 4200м, рекомендуемая конструкция вертикальных скважин:

Направление Ø 508мм, которое устанавливается на глубине 100 м, с целью предохранения устья скважины от размыва, создания канала циркуляции.

Кондуктор Ø 339,7мм, спускается на глубину 1000 м, цементируется до устья с целью перекрытия неустойчивых мезозойских отложений, в которых возможны обвалы стенок скважин, частичные поглощения бурового раствора. Оборудование устья скважины ПВО.

Комбинированная техническая колонна Ø 244,5/250,83мм, спускается на глубину 3560 м, цементируется до устья с целью перекрытия отложений верхней и нижней перми.

Эксплуатационная колонна Ø 177,8мм, спускается на глубину 3800 м и цементируется подъемом цемента до устья с целью перекрытия отложений КТ-II (C_{1V3} и C_{1V2}), где возможны поглощения бурового раствора и возможны проявления. Испытание (освоение) продуктивных горизонтов для вскрытия всех продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Хвостовик Ø 127мм, спускается в интервале 3750-4200 м (± 250 м) и цементируется в интервале установки с целью перекрытия отложений КТ-II (C_{1V2}), где возможны проявления. Испытание (освоение) продуктивных горизонтов для вскрытия всех продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Таблица 7.4.2 – Проектная конструкция скважины № 48 глубиной 4200м

№№ п/п	Наименование обсадной колонны	Диаметр, (мм)		Глубины спуска колонн, (мм)	Высота подъема цемента за колонной
		Обсадной колонны	Скважины (долота)		
1	Направление	508,0	660,4	100	До устья
2	Кондуктор	339,7	444,5	1000	До устья
3	Техническая	244,5/250,83	311,15	3560	До устья
4	Эксплуатационная	177,8	215,9	3800	До устья
5	Хвостовик	127,0	152,4	3750-4200	в интервале установки

Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Подробно конструкция скважин, должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

Для II объекта, скважин № 27D, 50, 57, 58 глубиной 4500м, рекомендуемая конструкция вертикальных скважин:

Направление Ø 508мм, которое устанавливается на глубине 100 м, с целью

предохранения устья скважины от размыва, создания канала циркуляции.

Кондуктор Ø 339,7мм, спускается на глубину 1000 м, цементируется до устья с целью перекрытия неустойчивых мезозойских отложений, в которых возможны обвалы стенок скважин, частичные поглощения бурового раствора. Оборудование устья скважины ПВО.

Комбинированная техническая колонна Ø 244,5/250,83мм, спускается на глубину 3500 м, цементируется до устья с целью перекрытия отложений верхней и нижней перми.

Эксплуатационная колонна Ø 177,8мм, спускается на глубину 4500 м (± 250 м) и цементируется подъемом цемента до устья с целью перекрытия отложений КТ-II (C_{1v3} и C_{1v2}), где возможны поглощения бурового раствора и возможны проявления. Испытание (освоение) продуктивных горизонтов для вскрытия всех продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Таблица 7.4.3 – Проектная конструкция скважин № 27D, 50, 57, 58 глубиной 4500м

№№ п/п	Наименование обсадной колонны	Диаметр, (мм)		Глубины спуска колонн, (мм)	Высота подъема цемента за колонной
		Обсадной колонны	Скважины (долота)		
1	Направление	508,0	660,4	100	До устья
2	Кондуктор	339,7	444,5	1000	До устья
3	Техническая	244,5	311,15	3500	До устья
4	Эксплуатационная	177,8	215,9	4500	До устья
Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.					

Подробно конструкция скважин, должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

Для III объекта, скважин № 49, 14D, 59, 60 глубиной 4500м, рекомендуемая конструкция вертикальных скважин:

Направление Ø 508мм, которое устанавливается на глубине 100 м, с целью предохранения устья скважины от размыва, создания канала циркуляции.

Кондуктор Ø 339,7мм, спускается на глубину 1000 м, цементируется до устья с целью перекрытия неустойчивых мезозойских отложений, в которых возможны обвалы стенок скважин, частичные поглощения бурового раствора. Оборудование устья скважины ПВО.

Комбинированная техническая колонна Ø 244,5/250,83мм, спускается на глубину 3500 м, цементируется до устья с целью перекрытия отложений верхней и нижней перми.

Эксплуатационная колонна Ø 177,8мм, спускается на глубину 4500 м (± 250 м) и цементируется подъемом цемента до устья с целью перекрытия отложений КТ-II (C_{1v3} и C_{1v2}), где возможны поглощения бурового раствора и возможны проявления. Испытание (освоение) продуктивных горизонтов для вскрытия всех продуктивных горизонтов и

добычи продукции.

Таблица 7.4.4 – Проектная конструкция скважины № 49, 14D, 59, 60 глубиной 4500м

№№ п/п	Наименование обсадной колонны	Диаметр, (мм)		Глубины спуска колонн, (мм)	Высота подъема цемента за колонной
		Обсадной колонны	Скважины (долота)		
1	Направление	508,0	660,4	100	До устья
2	Кондуктор	339,7	444,5	950	До устья
3	Техническая	244,5	311,15	3500	До устья
4	Эксплуатационная	177,8	215,9	4500	До устья

Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Подробно конструкция скважин, должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

Выбор буровой установки

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до проектной глубины и желательно применение стационарных буровых установок с повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении Лактыбай более полно отвечает буровая установка ZJ-70 или аналог для вертикальных скважин. Технология бурения скважин более подробно будет изложена при разработке технического проекта на строительство эксплуатационных скважин.

Комплекс ПВО обеспечивает проведение следующих работ:

- герметизацию скважины, включающую закрывание-открывание плашек (уплотнителя) без давления и под давлением;
- спуск-подъем колонны бурильных труб при герметизированном устье, включая протаскивание замковых соединений, расхаживание труб, подвеску колонны труб на плашки и удержание ее в скважине плашками при выбросе;
- циркуляцию бурового раствора с созданием регулируемого противодействия на забой и его дегазацию;
- оперативное управление гидроприводными составными частями оборудования.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, и охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование (ОП). ОП представляет собой комплекс, состоящий из блока превенторов (плашечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина), манифольда (блок глушения, блок дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления

превенторами.

Подготовительные работы к бурению нормируются согласно Инструкции ВСН 39-86. Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе местных норм расчета проектной скорости. Расчет времени на освоение объектов в колонне произведен согласно ССНВ на испытание. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР.

Таблица 7.4.5 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважин № 45, 47, 56 с проектной глубиной 4771м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	15,0
Подготовительные работы к бурению	6,0
Бурение скважины	114,04
Крепление скважины	19,13
Освоение объектов в колонне	18,45
Полная продолжительность цикла строительства скважины	172,62

Таблица 7.4.6 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины № 48 с проектной глубиной 4200м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	15,0
Подготовительные работы к бурению	6,0
Бурение скважины	82,18
Крепление скважины	19,13
Освоение объектов в колонне	18,45
Полная продолжительность цикла строительства скважины	140,76

Таблица 7.4.7 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважин № 27D, 50, 57, 58 с проектной глубиной 4500м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	15,0
Подготовительные работы к бурению	6,0
Бурение скважины	96,39
Крепление скважины	16,95
Освоение объектов в колонне	18,05
Полная продолжительность цикла строительства скважины	152,39

Таблица 7.4.8 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины № 49, 14D, 59, 60 с проектной глубиной 4500м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	15,0
Подготовительные работы к бурению	6,0
Бурение скважины	96,39
Крепление скважины	16,95
Освоение объектов в колонне	18,05
Полная продолжительность цикла строительства скважины	152,39

Требования к параметрам бурового раствора

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на

месторождении являются водопроявления, сужение ствола скважины, осыпи, поглощения бурового раствора. Поглощение бурового раствора более опасным становится в осложненных условиях в зонах резкого перепада давлений (при наличии горизонтов с аномально-высокими и аномально-низкими пластовыми давлениями), так как вследствие поглощения могут возникнуть и проявления в скважине в ее верхних горизонтах. В этих условиях, с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, близких к равновесному бурению, с использованием ингибированных буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и минимальной фильтрацией. С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно для регулирования содержания твердой фазы и плотности бурового раствора) предусматривается обязательное применение четырехступенчатой системы очистки от выбуренной породы: вибросито, песко- и илоотделители, центрифуг, четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий, а именно:

1. Принудительную кольматацию высокопроницаемых водоносных пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента;
2. Обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования, во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины;
3. Наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Цементирование обсадных колонн

Анализ данных по цементированию показал, что для цементирования скважин на месторождении Лактыбай, использовались различные типы цемента: портландцементы типа ПТЦ-1-50, облегченный цемент типа ПЦТ-I-G-CC-I, цементно-бентонитовые смеси и другое. Однозначно выделить какой-либо тип цемента, обеспечивающий качественное разобщение пластов невозможно, поскольку качество и надежность крепления можно оценить только косвенным способом - по наличию или отсутствию межколонных перетоков и т.д. Наличие зон поглощения по стволу, водопроявляющих горизонтов и необходимость подъема тампонажного раствора на проектную высоту при низких градиентах гидроразрыва пласта вынуждает применить прямой способ цементирования скважин с использованием двух типов цементных растворов – с облегченной и нормальной плотностью. Но точное место подъема цемента с нормальной плотностью определяется по

результатам геофизических исследований. В качестве буферной жидкости для разобшения бурового и цементного раствора применяется техническая вода с моющей добавкой.

При цементировании обсадных колонн с целью поддержания постоянной проектной плотности тампонажного раствора рекомендуется использование осреднительной емкости. Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве эксплуатационную колонну рекомендуется оборудовать центраторами.

В соответствии с требованиями к конструкциям скважин предлагается цементирование скважин производить по следующей схеме: Для проведения тампонажных работ рекомендуется использовать высококачественные цементы с повышенной сульфатостойкостью класса G (тип HSR) в соответствии со стандартами АНИ марки ПТЦ-1-G-CC-1 (ГОСТ 1581-96) с вводом расчетного количества облегчающих добавок в жидкость затворения или применить тампонажный цемент марки ПЦТ-III-об.5-50 (ГОСТ 1581-96) [17]. Вторая порция – представляет собой тампонажный раствор нормальной плотности (1,83-1,85 г/см³) на основе цемента марки ПЦТ-I- G-CC-I с вводом в состав тампонажной смеси расширяющих добавок из расчета до 30% от общего количества. Для обеспечения заданной плотности цементных растворов, регулирования реологических свойств и обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или ламинарного) во время всего процесса цементирования рекомендуется применение осреднительной емкости типа УО-20, блока манифольда БМ-700 и станции СКЦ-3М. Ввод в цементный раствор понизителей водоотдачи, замедлителей сроков схватывания и расширителей цемента позволит более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень. Сроки схватывания цемента не должны превышать 4 часов, а в качестве замедлителя срока схватывания цементного раствора рекомендуется использовать нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) ТУ 2439-347-05763441-2001 в количестве 0,01-0,015% от массы сухого цемента. Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве в технологическую оснастку обсадных колонн рекомендуется включить центраторы, скребки и турбулизаторы потока, строго в соответствии с нормами и требованиями технического проекта на бурение скважин. Места установки элементов технологической оснастки можно будет уточнить после проведения геофизических исследований.

В случае необходимости отбора керна в отдельно взятых скважинах, производство данных работ осуществляется с применением колонкового снаряда КД11М-190/80 «Недра» через каждые 5 м нефтенасыщенных толщин.

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное

вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном глинистом растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом репрессия на пласт не должна превышать 5% от пластового давления. С этой целью, вскрытие продуктивного горизонта следует производить только после полного выравнивания параметров бурового раствора. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Основные требования, предъявляемые к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов следующие:

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

Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов производится методом кумулятивной перфорации корпусными перфораторами типа ПКО-89 и другие. В отличие от других типов кумулятивных перфораторов, их кумулятивные заряды, детонирующий шнур и взрывной патрон заключены в стальной герметичный толстостенный корпус. При применении данных перфораторов можно получить высокую пробивную способность, лучшую проходимость в скважинах, за один рейс перфорируется большой интервал и есть возможность создавать каналы большой длины (1,2 м) и диаметра (10-14 мм).

Плотность прострела для низкопроницаемых пластов 10-20 отверстий на 1 п. метр.

Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды будет применяться жидкость с плотностью, соответствующей ПОПБ. Перфорационную жидкость рекомендуется закачать в зону перфорации объекта плюс 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации. Оставшийся ствол скважины заполнить буровым раствором, использованным при вскрытии продуктивных пластов. Перфорационную жидкость, представляющую собой водный раствор солей, очищенных от механических примесей, необходимо обработать неионогенными добавками ПАВ для снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта.

Рекомендуется придерживаться следующих условий вскрытия продуктивных горизонтов:

- в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует

вскрывать не более $2/3$ нефтенасыщенных толщин от подошвы;

- в газонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать также не более $2/3$ нефтенасыщенных толщин от кровли.

При слабом притоке жидкости следует произвести плавный перевод скважины на УЭЦН. При отсутствии притока произвести плавное снижение уровня компрессором/свабированием. Все работы должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил по ТБ.

Вышеизложенные конструкции скважин, параметры, метод освоения, типы и марка материалов являются рекомендательными и могут быть в дальнейшем уточнены. Более подробно вопросы технологии бурения будут изложены в проектах на строительство скважин.

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

8.1 Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ

В данной главе, согласно «Методическим рекомендациям...» представлена динамика ввода новых скважин, объемов эксплуатационного бурения, добычи нефти, жидкости, попутного газа, закачки воды, динамика фонда и средних дебитов скважин и другие показатели согласно рекомендуемому 1 варианту.

Обоснование проекта плана добычи нефти, нефтяного газа, объемов буровых работ и сопутствующих показателей представлено в таблицах 8.1.1-8.1.4.

Таблица 8.1.1 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению. 1 вариант (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	87,7	90,9	99,9	105,7	107,3	98,3	100,2	84,8	78,1	71,0	69,1	60,1	52,0	45,1	39,5	34,8	30,6
2	в том числе: из переходящих скважин	64,8	82,3	91,5	100,0	107,3	91,6	100,2	80,0	78,1	67,8	69,1	60,1	52,0	45,1	39,5	34,8	30,6
3	из новых скважин	22,9	8,6	8,4	5,7	0,0	6,7	0,0	4,8	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	36,8	77,0	89,8	105,7	107,3	98,3	100,2	84,8	78,1	71,0	69,1	60,1	52,0	45,1	39,5	34,8	30,6
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	4	1	1	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	1	1	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	39,1	80,9	79,5	74,5	0,0	73,2	0,0	45,2	0,0	35,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	146	106	106	77	0	91	0	106	0	91	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	4,5	4,5	4,5	4,5	-	4,5	-	4,5	-	4,5	-	-	-	-	-	-	-
13	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	62,2	66,4	70,6	75,6	75,6	79,8	79,8	84,0	84,0	89,0	89,0	89,0	89,0	89,0	89,0	89,0	89,0
14	в том числе: эксплуатационные скважины	62,2	66,4	70,6	75,6	75,6	79,8	79,8	84,0	84,0	89,0	89,0	89,0	89,0	89,0	89,0	89,0	89,0
15	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	1335,9	334,0	334,0	334,0	0,0	334,0	0,0	334,0	0,0	334,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	52,2	27,0	26,6	24,9	0,0	24,4	0,0	15,1	0,0	12,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	79,9	64,8	82,3	91,5	100,0	107,3	91,6	100,2	80,0	78,1	67,8	69,1	60,1	52,0	45,1	39,5	34,8
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	79,9	117,0	109,3	118,1	124,9	107,3	116,1	100,2	95,1	78,1	79,8	69,1	60,1	52,0	45,1	39,5	34,8
20	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,8	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	64,8	82,3	91,5	100,0	107,3	91,6	100,2	80,0	78,1	67,8	69,1	60,1	52,0	45,1	39,5	34,8	30,6
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-15,0	-34,7	-17,8	-18,0	-17,6	-15,7	-15,9	-20,2	-17,0	-10,4	-10,7	-9,0	-8,1	-7,0	-5,6	-4,7	-4,1
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-18,8	-29,7	-16,3	-15,3	-14,1	-14,6	-13,7	-20,1	-17,9	-13,3	-13,4	-13,0	-13,4	-13,4	-12,4	-11,9	-11,9
24	Мощность новых скважин, тыс.т	20,9	7,8	7,7	5,2	0,0	6,1	0,0	4,4	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Выбытие добывающих скважин, ед.	3	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	0	0
26	в том числе: под закачку	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	6	7	8	9	9	10	10	10	10	11	10	10	9	8	7	7	7
28	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	6	7	8	9	9	10	10	10	10	11	10	10	9	8	7	7	7
30	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	3	6	7	9	9	10	10	10	10	11	10	10	9	8	7	7	7
32	Ввод нагнетательных скважин, ед.	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	переводом под закачку	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
38	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	45,6	42,7	41,0	39,0	37,5	34,2	34,3	31,6	30,4	28,7	28,7	28,1	27,8	29,2	29,4	28,0	26,9
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	48,3	40,8	39,3	37,9	37,5	32,7	34,3	31,0	30,4	28,4	28,7	28,1	27,8	29,2	29,4	28,0	26,9
42	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	39,2	80,9	79,5	78,4	0,0	86,0	0,0	50,0	0,0	40,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	0,1	2,7	3,8	4,8	8,2	10,6	15,8	20,8	25,9	30,4	33,5	38,0	42,6	47,2	51,2	55,0	58,6
44	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	3,0	4,2	4,8	8,2	10,3	15,8	21,4	25,9	31,1	33,5	38,0	42,6	47,2	51,2	55,0	58,6
45	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,5	0,0	0,0	5,0	0,0	14,9	0,0	9,5	0,0	12,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

продолжение таблицы 8.1.1

№№ п/п	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	45,5	41,6	39,4	37,1	34,4	30,6	28,9	25,0	22,5	20,0	19,1	17,4	15,9	15,4	14,3	12,6	11,1
47	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	48,3	39,6	37,7	36,1	34,4	29,4	28,9	24,3	22,5	19,5	19,1	17,4	15,9	15,4	14,3	12,6	11,1
48	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	68,3	77,9	87,5	92,4	91,2	92,8	97,9	94,1	88,3	84,3	80,8	77,9	75,4	73,0	71,1	69,6	68,3
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	87,8	93,4	103,9	111,1	116,9	110,0	119,0	107,2	105,5	102,0	103,9	96,8	90,7	85,3	81,0	77,3	74,0
50	в том числе: из переходящих скважин	64,9	84,8	95,5	105,0	116,9	102,1	119,0	101,9	105,5	98,3	103,9	96,8	90,7	85,3	81,0	77,3	74,0
51	из новых скважин	23,0	8,6	8,4	6,0	0,0	7,8	0,0	5,3	0,0	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	механизированным способом	36,8	79,6	93,8	111,1	116,9	110,0	119,0	107,2	105,5	102,0	103,9	96,8	90,7	85,3	81,0	77,3	74,0
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	1669,1	1762,5	1866,4	1977,5	2094,3	2204,3	2323,3	2430,5	2535,9	2638,0	2741,9	2838,7	2929,4	3014,7	3095,7	3173,0	3247,0
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	1668,4	1759,3	1859,2	1964,9	2072,2	2170,6	2270,7	2355,6	2433,7	2504,7	2573,8	2633,9	2685,9	2731,0	2770,5	2805,2	2835,9
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,160	0,169	0,178	0,188	0,199	0,208	0,218	0,226	0,233	0,240	0,247	0,253	0,258	0,262	0,266	0,269	0,272
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	71,1	75,0	79,2	83,7	88,3	92,5	96,8	100,4	103,7	106,7	109,7	112,2	114,4	116,4	118,0	119,5	120,8
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,7	3,9	4,3	4,5	4,6	4,2	4,3	3,6	3,3	3,0	2,9	2,6	2,2	1,9	1,7	1,5	1,3
58	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	11,4	13,4	17,0	21,7	28,1	35,8	56,8	111,2	-912,0	-82,0	-43,8	-26,5	-18,1	-13,3	-10,3	-8,2	-6,7
59	Закачка воды, тыс.м³	4,1	54,1	60,7	64,1	78,2	96,5	101,9	113,4	122,5	116,9	112,1	108,0	104,6	101,3	98,6	96,5	94,8
60	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	4,1	58,2	118,9	182,9	261,2	357,6	459,5	572,9	695,4	812,2	924,3	1032,4	1136,9	1238,3	1336,9	1433,4	1528,2
61	Газовый фактор, м³/т	220,1	238,4	258,3	279,8	294,7	296,2	286,2	277,7	270,5	258,5	243,9	234,8	225,4	216,4	207,8	199,6	191,7
62	Добыча нефтяного газа, млн.м³	19,309	21,665	25,809	29,586	31,618	29,114	28,677	23,552	21,134	18,367	16,847	14,106	11,726	9,748	8,205	6,940	5,874
63	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	179,866	201,531	227,340	256,927	288,544	317,658	346,335	369,888	391,022	409,389	426,236	440,341	452,068	461,815	470,021	476,961	482,835

Таблица 8.1.2 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по I объекту. 1 вариант (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	4,3	3,1	2,7	8,0	25,1	22,5	20,1	18,0	16,1	17,7	23,1	20,4	18,3	16,4	14,7	13,2	11,9
2	в том числе: из переходящих скважин	3,7	3,1	2,7	2,3	25,1	22,5	20,1	18,0	16,1	14,4	23,1	20,4	18,3	16,4	14,7	13,2	11,9
3	из новых скважин	0,6	0,0	0,0	5,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	4,3	3,1	2,7	8,0	25,1	22,5	20,1	18,0	16,1	17,7	23,1	20,4	18,3	16,4	14,7	13,2	11,9
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	6,9	0,0	0,0	74,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	91	0	0	77	0	0	0	0	0	91	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	5,0	-	-	-	-	-	5,0	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	10,0	10,0	10,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
15	в том числе: эксплуатационные скважины	10,0	10,0	10,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	346,8	0,0	0,0	346,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	346,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	2,4	0,0	0,0	25,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	3,6	3,7	3,1	2,7	2,3	25,1	22,5	20,1	18,0	16,1	14,4	23,1	20,4	18,3	16,4	14,7	13,2
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3,6	6,1	3,1	2,7	28,1	25,1	22,5	20,1	18,0	16,1	26,8	23,1	20,4	18,3	16,4	14,7	13,2
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	0,5	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3,7	3,1	2,7	2,3	25,1	22,5	20,1	18,0	16,1	14,4	23,1	20,4	18,3	16,4	14,7	13,2	11,9
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,1	-2,9	-0,5	-0,4	-3,0	-2,7	-2,4	-2,1	-1,9	-1,7	-3,8	-2,7	-2,1	-1,9	-1,7	-1,5	-1,4
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	2,4	-48,2	-14,8	-14,8	-10,6	-10,6	-10,6	-10,6	-10,5	-10,5	-14,0	-11,6	-10,2	-10,2	-10,2	-10,2	-10,2
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,6	0,0	0,0	5,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2	2	2	2	2
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2	2	2	2	2
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2	2	2	2	2
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	11,8	10,7	9,8	21,6	40,7	37,4	34,2	31,1	28,3	27,4	33,3	36,7	33,5	30,4	27,6	25,0	22,7
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	13,5	10,7	9,8	9,1	40,7	37,4	34,2	31,1	28,3	25,7	33,3	36,7	33,5	30,4	27,6	25,0	22,7
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	6,9	0,0	0,0	78,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	40,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	0,0	14,8	21,3	12,7	11,0	13,3	15,2	16,7	18,0	17,9	17,4	17,8	19,0	20,0	20,9	21,7	22,3
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	14,8	21,3	27,4	11,0	13,3	15,2	16,7	18,0	19,1	17,4	17,8	19,0	20,0	20,9	21,7	22,3

продолжение таблицы 8.1.2

№№ п/п	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	11,8	9,1	7,7	18,9	36,2	32,4	29,0	25,9	23,2	22,5	27,5	30,2	27,1	24,3	21,8	19,6	17,6
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	13,5	9,1	7,7	6,6	36,2	32,4	29,0	25,9	23,2	20,7	27,5	30,2	27,1	24,3	21,8	19,6	17,6
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	30,0	40,0	45,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	4,3	3,7	3,4	9,2	28,2	25,9	23,7	21,6	19,6	21,5	27,9	24,8	22,6	20,5	18,6	16,9	15,3
51	в том числе: из переходящих скважин	3,7	3,7	3,4	3,1	28,2	25,9	23,7	21,6	19,6	17,8	27,9	24,8	22,6	20,5	18,6	16,9	15,3
52	из новых скважин	0,6	0,0	0,0	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	4,3	3,7	3,4	9,2	28,2	25,9	23,7	21,6	19,6	21,5	27,9	24,8	22,6	20,5	18,6	16,9	15,3
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	204,4	208,1	211,5	220,7	248,9	274,9	298,5	320,1	339,7	361,2	389,2	414,0	436,6	457,1	475,8	492,7	507,9
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	204,3	207,4	210,1	218,1	243,2	265,7	285,8	303,8	319,9	337,5	360,6	381,0	399,3	415,7	430,5	443,7	455,6
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,154	0,156	0,158	0,164	0,183	0,200	0,215	0,228	0,241	0,254	0,271	0,286	0,300	0,313	0,324	0,334	0,343
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	48,8	49,5	50,1	52,1	58,1	63,4	68,2	72,5	76,3	80,6	86,1	90,9	95,3	99,2	102,7	105,9	108,7
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,0	0,8	0,6	1,9	6,0	5,4	4,8	4,3	3,8	4,2	5,5	4,9	4,4	3,9	3,5	3,2	2,8
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	2,0	1,5	1,3	3,8	12,5	12,8	13,1	13,5	14,0	17,8	28,3	34,9	48,2	83,4	452,1	-115,3	-48,1
60	Закачка воды, тыс.м³	0,9	13,9	15,6	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,9	14,8	30,4	51,2	72,0	92,8	113,6	134,4	155,2	176,0	196,8	217,6	238,4	259,2	280,0	300,9	321,7
62	Компенсация отборов: текущая, %	14,8	280,4	349,9	168,4	54,3	59,6	65,7	72,5	80,1	73,0	56,1	63,3	69,8	77,0	85,1	94,2	104,3
63	с начала разработки, %	0,3	5,0	10,2	16,5	20,7	24,3	27,4	30,3	33,1	35,4	36,8	38,4	39,9	41,5	43,2	44,9	46,6
64	Газовый фактор, м³/т	220,4	238,8	258,7	280,2	267,1	254,6	242,7	231,3	220,4	210,1	200,3	190,9	181,9	173,4	165,3	157,5	150,2
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,953	0,752	0,694	2,241	6,714	5,722	4,877	4,158	3,545	3,712	4,620	3,892	3,330	2,849	2,438	2,086	1,784
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	14,183	14,935	15,629	17,869	24,584	30,306	35,183	39,341	42,886	46,598	51,218	55,110	58,441	61,290	63,728	65,813	67,597

Таблица 8.1.3 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по II объекту. 1 вариант (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	48,7	60,1	66,8	56,2	47,2	46,4	55,2	41,0	30,0	25,4	21,5	18,2	15,4	12,9	10,8	9,2	7,8
2	в том числе: из переходящих скважин	26,4	51,5	66,8	56,2	47,2	39,7	55,2	41,0	30,0	25,4	21,5	18,2	15,4	12,9	10,8	9,2	7,8
3	из новых скважин	22,3	8,6	0,0	0,0	0,0	6,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	32,4	60,1	66,8	56,2	47,2	46,4	55,2	41,0	30,0	25,4	21,5	18,2	15,4	12,9	10,8	9,2	7,8
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	3	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	45,0	80,9	0,0	0,0	0,0	73,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	165	106	0	0	0	91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	4,2	4,2	-	-	-	4,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	30,7	34,9	34,9	34,9	34,9	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1
15	в том числе: эксплуатационные скважины	30,7	34,9	34,9	34,9	34,9	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	1040,3	346,8	0,0	0,0	0,0	346,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	46,8	28,1	0,0	0,0	0,0	25,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	27,0	26,4	51,5	66,8	56,2	47,2	39,7	55,2	41,0	30,0	25,4	21,5	18,2	15,4	12,9	10,8	9,2
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	27,0	73,2	79,6	66,8	56,2	47,2	65,1	55,2	41,0	30,0	25,4	21,5	18,2	15,4	12,9	10,8	9,2
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	26,4	51,5	66,8	56,2	47,2	39,7	55,2	41,0	30,0	25,4	21,5	18,2	15,4	12,9	10,8	9,2	7,8
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,5	-21,7	-12,7	-10,7	-9,0	-7,5	-9,8	-14,2	-11,0	-4,6	-3,9	-3,3	-2,8	-2,5	-2,1	-1,6	-1,4
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,0	-29,6	-16,0	-16,0	-15,9	-15,9	-15,1	-25,7	-26,8	-15,4	-15,4	-15,3	-15,3	-16,4	-16,2	-15,1	-15,1
25	Мощность новых скважин, тыс.т	21,1	8,1	0,0	0,0	0,0	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0
27	в том числе: под закачку	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	3	4	4	4	4	5	5	4	4	4	4	4	4	3	2	2	2
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	3	4	4	4	4	5	5	4	4	4	4	4	4	3	2	2	2
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	2	4	4	4	4	5	5	4	4	4	4	4	4	3	2	2	2
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	58,0	54,1	50,5	43,5	37,4	35,6	39,5	36,8	35,2	33,3	31,7	30,4	29,2	32,2	36,2	35,2	34,4
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	76,2	51,4	50,5	43,5	37,4	32,3	39,5	36,8	35,2	33,3	31,7	30,4	29,2	32,2	36,2	35,2	34,4
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	45,2	80,9	0,0	0,0	0,0	86,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	0,2	3,2	4,7	6,9	9,1	11,8	19,3	28,3	38,4	45,1	51,2	56,8	62,0	66,9	71,3	75,0	78,3
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	3,7	4,7	6,9	9,1	11,3	19,3	28,3	38,4	45,1	51,2	56,8	62,0	66,9	71,3	75,0	78,3

продолжение таблицы 8.1.3

№№ п/п	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	14,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	57,8	52,4	48,2	40,5	34,0	31,4	31,9	26,4	21,6	18,3	15,5	13,1	11,1	10,7	10,4	8,8	7,5
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	76,2	49,5	48,2	40,5	34,0	28,6	31,9	26,4	21,6	18,3	15,5	13,1	11,1	10,7	10,4	8,8	7,5
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	106,6	115,9	130,1	124,7	118,2	118,3	133,8	113,3	96,6	88,5	81,6	75,8	70,8	66,1	62,2	59,2	56,6
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	48,8	62,1	70,1	60,3	51,9	52,6	68,4	57,2	48,8	46,2	44,0	42,2	40,5	39,0	37,6	36,7	35,8
51	в том числе: из переходящих скважин	26,4	53,5	70,1	60,3	51,9	44,8	68,4	57,2	48,8	46,2	44,0	42,2	40,5	39,0	37,6	36,7	35,8
52	из новых скважин	22,4	8,6	0,0	0,0	0,0	7,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	32,5	62,1	70,1	60,3	51,9	52,6	68,4	57,2	48,8	46,2	44,0	42,2	40,5	39,0	37,6	36,7	35,8
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	1199,2	1261,2	1331,3	1391,7	1443,6	1496,2	1564,6	1621,9	1670,6	1716,9	1760,9	1803,0	1843,6	1882,5	1920,2	1956,8	1992,6
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	1198,6	1258,7	1325,6	1381,7	1429,0	1475,3	1530,6	1571,6	1601,6	1627,0	1648,5	1666,7	1682,1	1695,0	1705,8	1715,0	1722,7
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,253	0,265	0,280	0,291	0,301	0,311	0,323	0,331	0,338	0,343	0,348	0,351	0,355	0,357	0,360	0,362	0,363
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	80,3	84,3	88,8	92,5	95,7	98,8	102,5	105,3	107,3	109,0	110,4	111,6	112,7	113,5	114,3	114,9	115,4
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,3	4,0	4,5	3,8	3,2	3,1	3,7	2,7	2,0	1,7	1,4	1,2	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	14,2	20,4	28,5	33,5	42,4	72,4	312,8	-109,2	-38,2	-23,4	-16,0	-11,7	-8,9	-6,8	-5,3	-4,3	-3,5
60	Закачка воды, тыс.м³	3,2	40,2	45,1	43,3	41,0	41,0	46,4	57,9	67,0	61,4	56,6	52,6	49,1	45,8	43,1	41,1	39,3
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	3,2	43,4	88,5	131,8	172,7	213,7	260,1	318,0	385,0	446,4	503,0	555,6	604,7	650,5	693,7	734,7	774,0
62	Компенсация отборов: текущая, %	4,0	40,0	40,0	45,0	50,0	50,0	45,0	70,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
63	с начала разработки, %	0,2	2,1	4,1	5,8	7,3	8,8	10,2	12,1	14,3	16,2	17,9	19,4	20,8	22,0	23,1	24,1	25,1
64	Газовый фактор, м³/т	220,1	238,5	258,3	279,8	303,1	296,0	288,9	282,1	275,4	268,9	262,5	256,3	250,2	244,2	238,5	232,8	227,3
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	10,711	14,327	17,267	15,719	14,314	13,727	15,960	11,571	8,267	6,828	5,642	4,663	3,856	3,147	2,573	2,132	1,767
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	126,244	140,571	157,838	173,556	187,871	201,598	217,557	229,129	237,396	244,224	249,866	254,529	258,385	261,532	264,106	266,237	268,004

Таблица 8.1.4 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по III объекту. 1 вариант (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	34,7	27,6	30,4	41,6	34,9	29,4	24,9	25,8	32,0	28,0	24,5	21,5	18,3	15,7	14,0	12,4	11,0
2	в том числе: из переходящих скважин	34,7	27,6	22,0	41,6	34,9	29,4	24,9	21,0	32,0	28,0	24,5	21,5	18,3	15,7	14,0	12,4	11,0
3	из новых скважин	0,0	0,0	8,4	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	0,0	13,8	20,3	41,6	34,9	29,4	24,9	25,8	32,0	28,0	24,5	21,5	18,3	15,7	14,0	12,4	11,0
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	79,5	0,0	0,0	0,0	0,0	45,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	106	0	0	0	0	106	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	4,2	-	-	-	-	4,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	21,5	21,5	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9
15	в том числе: эксплуатационные скважины	21,5	21,5	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	346,8	0,0	0,0	0,0	0,0	346,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	27,6	0,0	0,0	0,0	0,0	15,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	49,3	34,7	27,6	22,0	41,6	34,9	29,4	24,9	21,0	32,0	28,0	24,5	21,5	18,3	15,7	14,0	12,4
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	49,3	34,7	27,6	49,5	41,6	34,9	29,4	24,9	36,7	32,0	28,0	24,5	21,5	18,3	15,7	14,0	12,4
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	34,7	27,6	22,0	41,6	34,9	29,4	24,9	21,0	32,0	28,0	24,5	21,5	18,3	15,7	14,0	12,4	11,0
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-14,6	-7,1	-5,7	-8,0	-6,6	-5,5	-4,6	-3,8	-4,7	-4,0	-3,5	-3,0	-3,2	-2,6	-1,8	-1,6	-1,4
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-29,6	-20,5	-20,5	-16,1	-15,9	-15,7	-15,6	-15,4	-12,8	-12,6	-12,4	-12,3	-14,9	-14,0	-11,4	-11,3	-11,2
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	0	1	2	3	3	3	3	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	48,1	39,9	38,0	40,0	35,3	30,2	25,9	24,7	26,7	24,7	23,0	21,5	22,9	24,8	23,7	22,8	22,0
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	48,1	39,9	31,7	40,0	35,3	30,2	25,9	22,2	26,7	24,7	23,0	21,5	22,9	24,8	23,7	22,8	22,0
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	79,5	0,0	0,0	0,0	0,0	50,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	6,3	7,6	8,9	13,7	18,4	23,2	28,1	33,6	39,0	43,5	47,9	52,1
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	6,3	7,6	8,7	13,7	18,4	23,2	28,1	33,6	39,0	43,5	47,9	52,1

продолжение таблицы 8.1.4

№№ п/п	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	48,1	39,9	38,0	40,0	33,6	28,3	23,9	22,5	23,1	20,2	17,7	15,5	15,2	15,1	13,4	11,9	10,6
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	48,1	39,9	31,7	40,0	33,6	28,3	23,9	20,2	23,1	20,2	17,7	15,5	15,2	15,1	13,4	11,9	10,6
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	34,7	27,6	30,4	41,6	36,7	31,4	26,9	28,3	37,1	34,3	31,9	29,9	27,6	25,8	24,7	23,7	22,9
51	в том числе: из переходящих скважин	34,7	27,6	22,0	41,6	36,7	31,4	26,9	23,0	37,1	34,3	31,9	29,9	27,6	25,8	24,7	23,7	22,9
52	из новых скважин	0,0	0,0	8,4	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	0,0	13,8	20,3	41,6	36,7	31,4	26,9	28,3	37,1	34,3	31,9	29,9	27,6	25,8	24,7	23,7	22,9
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	265,5	293,1	323,5	365,1	401,8	433,2	460,1	488,5	525,6	559,9	591,8	621,7	649,3	675,0	699,7	723,5	746,4
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	265,5	293,1	323,5	365,1	400,0	429,5	454,4	480,2	512,2	540,2	564,7	586,2	604,5	620,2	634,2	646,5	657,5
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,061	0,067	0,074	0,084	0,092	0,099	0,104	0,110	0,118	0,124	0,130	0,135	0,139	0,142	0,146	0,149	0,151
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	61,0	67,4	74,4	83,9	92,0	98,7	104,4	110,4	117,7	124,2	129,8	134,8	139,0	142,6	145,8	148,6	151,2
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	8,0	6,4	7,0	9,6	8,0	6,8	5,7	5,9	7,4	6,4	5,6	4,9	4,2	3,6	3,2	2,8	2,5
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	17,0	16,3	21,4	37,3	50,0	84,2	451,3	-133,4	-70,9	-36,3	-23,3	-16,6	-12,1	-9,3	-7,5	-6,2	-5,2
60	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	16,4	34,7	34,7	34,7	34,7	34,7	34,7	34,7	34,7	34,7	34,7	34,7	34,7
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	16,4	51,1	85,8	120,5	155,1	189,8	224,5	259,2	293,8	328,5	363,2	397,9	432,5
62	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	23,2	57,6	67,8	64,8	50,8	56,5	62,4	68,6	77,0	85,2	91,7	98,3	104,9
63	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	6,0	9,5	12,6	15,1	17,4	19,6	21,7	23,7	25,7	27,5	29,4	31,2
64	Газовый фактор, м³/т	220,0	238,3	258,2	279,7	303,0	328,2	315,4	303,0	291,1	279,7	268,7	258,2	248,1	238,3	229,0	220,0	211,4
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	7,645	6,587	7,848	11,627	10,589	9,665	7,840	7,823	9,322	7,827	6,585	5,550	4,540	3,751	3,195	2,723	2,323
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	39,439	46,026	53,874	65,501	76,090	85,755	93,595	101,418	110,740	118,567	125,152	130,701	135,242	138,993	142,187	144,910	147,233

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

Для эффективной разработки требуется в процессе реализации проекта осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по ее совершенствованию, вести контроль за разработкой и накоплению геолого-промысловых данных, получением информации для дальнейшего изучения и уточнения геолого-гидродинамических характеристик продуктивных пластов.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Лактыбай предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Гидродинамические исследования скважин;
- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод.

Виды исследований определены на основании «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр».

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

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

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

Контроль за физико-химическими свойствами нефти и газа

Согласно РД 39-4-699-82 “Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений” и “Единым правилам разработки нефтяных и газовых месторождений РК” в обязательный комплекс систематических (периодических) исследований по контролю разработки нефтяных месторождений входят:

- отбор и исследование глубинных проб нефти;
- замеры промыслового газового фактора;
- контроль за составом добываемого газа;

- контроль за обводненностью нефти;
- отбор и исследование дегазированных проб нефти;
- лабораторные исследования по совместимости закачиваемых вод с пластовой водой и породой.

Цель исследований нефти и газа состоит в получении исчерпывающих данных об их свойствах и составе, изучении закономерностей их распределения в пределах эксплуатационного объекта, контроле за их изменением в процессе разработки.

За весь период разработки месторождения свойства пластовой нефти исследованы по 17 глубинным и 4 рекомбинированным пробам. Отобранное число и качество пластовых проб нефти по разрезу нефтяного резервуара на данном этапе изученности месторождения достаточно для обоснования начальных свойств пластовой нефти.

В дальнейшем для контроля за изменениями свойств во флюидальной системе месторождения при бурении новых скважин рекомендуется провести отбор и исследования глубинных проб нефти. При отборе новых проб пластовой нефти необходимо предусмотреть отбор не менее двух параллельных образцов и провести полный комплекс исследований.

По основным видам исследований дегазированной нефти фактическое выполнение объемов исследовательских работ удовлетворительное. Свойства нефти в поверхностных условиях в целом на дату составления отчета исследованы по 49 пробам.

Отбор и исследование глубинных проб нефти

Глубинные пробы нефти отбирают с помощью специальных пробоотборников в непосредственной близости от зоны притока нефти. Подход к выбору скважин для исследований, методы и средства для отбора и исследований глубинных проб пластовой нефти регламентируются в ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Ежегодный график отбора глубинных проб из нефтяных скважин должен составляться геолого-промысловой службой предприятия с учетом ввода в эксплуатацию новых скважин и в соответствии с целями и оперативными задачами, возникающими в процессе разработки.

Контроль за газовыми факторами

Замеры газового фактора в условиях, когда пластовое давление превышает давление насыщения, могут выполняться раз в год. При снижении пластового давления ниже давления насыщения замеры выполняются ежеквартально.

Контроль за составом нефтяного газа

Контроль за составом добываемого газа должен проводиться на каждой стадии

сепарации с целью определения свойств газа, направленного на подготовку. Пробы газа должны отбираться один раз в квартал. Газ должен исследоваться на определение углеводородного состава и влажности.

Контроль за обводненностью продукции

Замеры обводненности скважин должны осуществляться по всему действующему фонду скважин с периодичностью, зависящей от состояния их обводнения: При росте обводненности частота замеров, как правило, увеличивается. Анализ проб осуществляется в соответствии с установленной практикой и стандартами.

Отбор и исследование дегазированных проб нефти

С целью контроля за основными свойствами нефти (плотностью, вязкостью, фракционным составом и др.) рекомендуется отбирать устьевые пробы ежегодно не менее одного раза в год из скважин, равномерно расположенных по площади. Параметры дегазированной нефти должны быть определены при помощи специальной аппаратуры для отбора и исследования в соответствии с действующими в отрасли стандартами. Исследования проводятся в специализированных химических лабораториях.

Лабораторные исследования пластовой воды

В связи слабой изученностью лабораторными анализами вод рекомендуется в целях уточнения изменений в составах подземных вод за период эксплуатации месторождения предусмотреть отборы и лабораторные исследования проб воды.

Рекомендуемые виды физико-химических исследований нефти и газа приведены в таблице 9.1.1.

Таблица 8.1.1 - Необходимый комплекс исследований при контроле за разработкой

Виды исследований	Получаемая информация
Исследования PVT-соотношения при пластовой температуре.	Давление насыщения; Коэффициент сжимаемости, средний в интервале от пластового давления до давления насыщения;
Стандартная сепарация пластовой нефти.	Газосодержание. Объемный коэффициент пластовой нефти при пластовой температуре и пластовом давлении. Плотность пластовой нефти. Плотность сепарированной нефти. Плотность газа. Компонентный состав нефти и газа.
Определение вязкости пластовой нефти.	Вязкость при пластовой температуре и пластовом давлении.
Физико-химический анализ дегазированной нефти.	Параметры: ➤ - плотность при 20 °С; ➤ - вязкость при 20 °С; ➤ - молярная масса; ➤ - температура застывания; ➤ - температура вспышки в открытом тигле (закрытом тигле); ➤ - зольность; ➤ - коксуемость; ➤ - кислотное число; ➤ - фракционный состав. Содержание:

	➤ - парафина; ➤ - смол силикагелевых; ➤ - асфальтенов; ➤ - воды; ➤ - солей; ➤ - серы.
Исследования пластовой водой	совместимость закачиваемой воды с породой и пластовой водой (в перспективе)

Гидродинамические исследования по контролю за разработкой

Целью гидродинамических методов по контролю и регулированию разработки месторождения являются:

- получение необходимой информации о состоянии разработки нефтяных залежей;
- оценка и уточнение продуктивных и фильтрационных характеристик пластов;
- оценка состояния прискважинных зон пластов;
- выбор оптимального режима эксплуатации скважины;
- контроль добываемой продукции;
- оценка эффективности проведения мероприятий по интенсификации добычи;
- контроль за энергетическим состоянием залежи;
- оценка гидродинамической связи между скважинами, пластами, установление наличия нарушений, расчлененности пластов.

Контроль за разработкой месторождения осуществляется с целью оценки эффективности принятой системы разработки с точки зрения полноты выработки запасов нефти и достижения, утвержденного КИН и выработки мероприятий по ее совершенствованию.

Согласно положениям ЕПРКИН п.127, в рамках проектного документа должна быть разработана «Экспериментальная программа исследовательских работ по определению рационального забойного давления в добывающих скважинах».

На месторождении с целью контроля за разработкой проводятся целый комплекс мероприятий по контролю за разработкой:

- ✓ Метод восстановления давления (КВД);
- ✓ Исследование методом установившихся отборов (МУО);
- ✓ Замер забойных и пластовых давлений с использованием манометров;
- ✓ Замер динамических и статических уровней эхолотом;
- ✓ Учет продукции скважин путем ежедневных замеров;
- ✓ Контроль за состоянием пробуренного фонда скважин;
- ✓ Подземный и капитальный ремонт скважин.

По всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты, после ввода их из бурения

или проведения ремонтных работ (в действующих добывающих и наблюдательных скважинах) согласно проектному документу должно осуществляться определение пластового давления в виде разовых исследований не реже одного раза в квартал.

В настоящее время забойное давление по добывающим скважинам эксплуатируемые с УЭЦН ежедневно контролируется с помощью ТМС.

Замеры дебитов, определение обводненности на месторождении проводятся согласно плану комплекса исследований по контролю за разработкой.

Рекомендуется проводить мероприятия в соответствии с требованиями проекта.

Исследования скважин методом восстановления давления

КВД должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных и дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. При невозможности использования глубинных манометров вместо КВД регистрируются КВУ с помощью эхометрирования.

При остановке скважин на регистрацию КВД, наряду с замером забойного давления, необходимо замерять затрубное и буферное давления для учёта притока жидкости к забою скважин после их остановки.

Согласно мировой практике, для коллекторов низкой проницаемостью более 0,1 мкм² время для закрытия на КВД должно составлять не менее 48 ч; 0,1-0,05 мкм² - 72 ч; 0,01-0,05 мкм² - 144 ч.

Исследования методом установившихся отборов

Измерения пластовых и забойных давлений в процессе исследований методом установившихся отборов, когда это технически возможно, должны производиться с помощью глубинных манометров. В случае отсутствия технической возможности использования глубинных приборов пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней.

Рекомендуется проводить замеры пластового давления один раз в квартал не менее чем в 30% скважин действующего фонда с периодичностью не реже 1 раза в квартал, учитывая так же охват по площади залежей. Время закрытия скважин необходимо выбирать с учетом результатов сложных ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации.

Согласно мировой практике, время эксплуатации на одном режиме отработки оценочно составляет: для коллекторов с абсолютной проницаемостью более 0,1 мкм² не менее 48 часов; 0,1-0,05 мкм² – 72 часов; 0,05-0,01 мкм² – 96 часов.

Экспериментальная программа исследовательских работ по определению рационального забойного давления в добывающих скважинах

Проведение режимных исследований предусмотрено во всех добывающих скважинах.

Перед проведением долгосрочных режимных исследований, с целью определения зависимости уменьшения коэффициента продуктивности от уровня снижения забойного давления относительно давления насыщения необходимо провести исследования МУО, при которых 3 режима должны быть ниже давления насыщения. Исследования необходимо провести прямым и обратным ходом. При проведении исследований обязателен замер дебитов нефти и газового фактора на каждом режиме. После проведения исследований необходимо стабилизировать работу скважины для закрытия на КВД.

После проведения ГДИС необходимо провести долгосрочные режимные исследования при тех же забойных давлениях. Исследования необходимо провести прямым и обратным ходом. При проведении режимных исследований обязателен замер газового фактора на каждом режиме для определения предельнодопустимого значения газового фактора. В таблице 9.1.2 приведен комплекс обязательных промысловых гидродинамических исследований в добывающих и нагнетательных скважинах.

Таблица 8.1.2 – Необходимый комплекс промысловых гидродинамических исследований

Мероприятия		Кол-во ед.	Периодичность исследований
1	2	3	4
Определение дебита жидкости (приемистости)	<i>Действующие добывающие</i>	По всему фонду	1 раз в 7 дней
	<i>Действующие нагнетательные</i>		1 раз в месяц
Определение обводненности продукции	<i>Действующие добывающие</i>	По всему фонду	
	Безводные (до 2%) и высокообводненные (более 90%)		2 раза в месяц
	Низко- и среднеобводненные (2-90%)		1 раз в 7 дней
Определение газового фактора	<i>Действующие добывающие</i>	По всему фонду	
	При $R_{пл} > R_{нас}$		1 раз в год
	При $R_{пл} < R_{нас}$		1 раз в месяц
Измерение буферного ($R_{буф}$) и межтрубного ($R_{зат}$) давления	<i>Действующие добывающие</i>	По всему фонду	1 раз в квартал
	<i>Действующие нагнетательные</i>		1 раз в 3 дня
Определение забойного давления $R_{заб}$	<i>Действующие добывающие</i>	По всему фонду	1 раз в месяц
	<i>Действующие нагнетательные</i>		1 раз в квартал
Определение пластового давления $R_{пл}$	<i>Действующие добывающие</i>	По всему фонду	1 раз в квартал
	<i>Действующие нагнетательные</i>		1 раз в полугодие
Исследования скважин методом восстановления давления (уровня)	<i>Действующие добывающие</i>	По всему фонду	1 раз в полугодие
Исследования профиля притока	<i>Действующие добывающие</i>	По всему фонду	1 раз в год
Исследования профиля поглощения	<i>Действующие нагнетательные</i>	По всему фонду	1 раз в год
Исследования скважин методом установившихся отборов	<i>Действующие добывающие</i>	По всему фонду	1 раз в год

Промыслово-геофизические исследования

Одним из основных источников информации о техническом состоянии скважин являются результаты геофизических исследований по ГИС-контролю, проводимых в скважинах эксплуатационного фонда добывающих скважин.

Комплекс промыслово-геофизических исследований проводится во всех новых пробуренных скважинах. Методы ГИС-контроля выполняются с соблюдением требований технической инструкции и технических рекомендаций к скважинным приборам.

В интервале вскрытого разреза проводится стандартный каротаж, ИННК, кавернометрия, гамма-каротаж (ГК) и др.

Основными задачами ГИС по контролю за разработкой на данном этапе разработки месторождения Каратобе Южное:

- ✓ Определение текущего состояния насыщения пластов и текущего положения ВНК;
- ✓ Определения профиля притока и характера поступающего флюида, контроль охвата выработкой продуктивного разреза, изучение профилей притока пластового флюида;

В открытом стволе скважин был выполнен комплекс промыслово-геофизических исследований, включающий в себя методы:

- Кавернометрия (КВ);
- Метод потенциалов собственной поляризации (ПС);
- Индукционный каротаж (ИК);
- Гамма-каротаж (ГК);
- Спектральный гамма-каротаж (СГК);
- Нейтронный каротаж (НК);
- Акустический каротаж (АК);

Контроль за пространственным положением ствола скважины во время бурения осуществлялся записью инклинометрии. Наличие полного современного комплекса ГИС позволило провести литологическое расчленение разреза, выделить продуктивные пласты и оценить их коллекторские свойства (коэффициенты глинистости, пористости и насыщения). Помимо оценки подсчетных параметров, данные ГИС использовались для корреляции разрезов, определения границ пластов, последовательности и закономерности их залегания, распределения по площади.

Для оценки качества цементирования колонн проводился метод акустической цементометрии скважин (АКЦ); состояние обсадных колонн оценивалось по данным толщинометрии, электромагнитных методов: магнитно-импульсной дефектоскопии (МИД) и электромагнитной дефектоскопии (ЭМДС).

10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Глава «Охрана окружающей и природной среды» к «Проекту разработки месторождения Лактыбай» выполнен Управлением экологии Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», имеющим Государственную лицензию №03042Р от 07 апреля 2026 года на основании следующих документов:

- Экологический Кодекс РК №212 от 09.01.2007г [1];
- Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации. Приказ Министра охраны окружающей среды РК № 204-п от 28.06.2007г [3].

10.1 Климатические условия расположения месторождения

Климат района резко континентальный с жарким сухим летом, продолжительной холодной зимой, с большими суточными и сезонными колебаниями температуры воздуха. Самое холодное время года – январь и февраль, когда температура опускается до минус 30 минус 350С. Зимой наблюдается продолжительный период морозной погоды, который начинается примерно в середине декабря. Период морозной погоды продолжается до середины марта.

Лето сухое, жаркое, безоблачное и продолжительное, температура поднимается до плюс 30 плюс 400С. Солнечное сияние летом продолжается от 10 до 12 часов в сутки, зимой соответственно 5-6 часов. За год составляет 2600-2700 часов. Устойчивый переход температуры через плюс 150С (условное начало лета) наступает во второй половине первой декады мая, а осенью этот переход совершается в середине сентября. Средняя температура летних месяцев составляет плюс 22 плюс 240С.

Безморозный период длится 165-170 дней. В последней декаде сентября возможны умеренные заморозки как воздуха, так и почвы. Отмечаются морозные погоды при температуре воздуха ниже минус 25 и ветре более 6м/с. В особо морозные зимы температура опускается до минус 400С.

Таблица 10.1.1 - Общая климатическая характеристика

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь)	-14,4 градуса мороза
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль)	+30,3 градуса тепла
Скорость ветра, повторяемость превышения который за год составляет 5%	9 м/с
Количество осадков за холодный период года (с XI по III)	98 мм
Количество осадков за теплый период года (с IV по X)	159 мм
Среднее число дней с пыльной бурей	5 дня

Таблица 10.1.2- Средняя месячная и годовая температура воздуха (°C)

Наименование	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
МС Караулкельды	-12,4	-11,8	-4,6	8,4	16,5	22,2	24,4	22,8	15,6	6,1	-2,1	-8,8	6,4

Таблица 10.1.3- Среднемесячная и среднегодовая скорость ветра (м/с)

Наименование	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
МС Караулкельды	3,8	4,1	4,2	3,9	3,2	3,0	2,8	2,8	3,0	3,3	3,6	3,6	3,5

Таблица 10.1.4- Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
10	13	17	17	11	12	11	9	15

**Рисунок 10.1.1 – Роза ветров**

10.2 Современное состояние атмосферного воздуха

Отчет по производственному экологическому контролю на объектах ТОО «Казахтуркмунай» Актыбинской области за I-III кварталы 2020г проводил ТОО «Компания Эколайн».

Производственный экологический контроль - система наблюдений, анализ экологического состояния природных комплексов и экосистем, испытывающих на себе воздействие хозяйственной деятельности.

Задачей производственного экологического контроля является получение объективных данных о параметрах производственных процессов, производственных факторах воздействия на компоненты окружающей среды и изменений состояния окружающей среды под воздействием хозяйственной деятельности.

Согласно программе производственного экологического контроля наблюдения атмосферного воздуха, на границе СЗЗ, объектов ТОО «Казахтуркмунай» проводились по следующим ингредиентам: диоксида азота, оксида углерода, диоксида серы, сажи, сероводорода.

Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, выполненных на границе санитарно-защитной зоны месторождения Лактыбай приведены в таблице 10.2.1.

Таблица 10.2.1 - Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны

Точки отбора проб	Наименование ЗВ	Фактическая концентрация (средняя)			Норма ПДК м.р. (ОБУВ*)	Наличие превышения ПДК, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
		I квартал	II квартал	III квартал			
Точка №29 Граница СЗЗ (Север)	Сероводород	0,004	0,0034	0,0045	0,008	превышений нет	не требуется
	Диоксид серы	0,026	0,0226	0,0234	0,5	превышений нет	не требуется
	Диоксид азота	0,002	0,004	0,005	0,2	превышений нет	не требуется
	Углеводороды	0,028	0,026	0,035	1	превышений нет	не требуется
	Углерода оксид	2,253	2,14	2,33	5	превышений нет	не требуется
	Сажа	0,061	0,044	0,046	0,15	превышений нет	не требуется
	Смесь УВ пред. С1-С5	2,193	1,957	2,15	50*	превышений нет	не требуется
	Смесь УВ пред. С6-С10	0,128	0,123	0,14	30*	превышений нет	не требуется
Точка №30 Граница СЗЗ (Северо-запад)	Сероводород	0,005	0,0045	0,0049	0,008	превышений нет	не требуется
	Диоксид серы	0,024	0,0214	0,0225	0,5	превышений нет	не требуется
	Диоксид азота	0,002	0,0012	0,0015	0,2	превышений нет	не требуется
	Углеводороды	0,027	0,027	0,026	1	превышений нет	не требуется
	Углерода оксид	2,32	2,287	2,443	5	превышений нет	не требуется
	Сажа	0,067	0,058	0,056	0,15	превышений нет	не требуется
	Смесь УВ пред. С1-С5	2,317	2,223	2,367	50*	превышений нет	не требуется
	Смесь УВ пред. С6-С10	0,126	0,121	0,126	30*	превышений нет	не требуется
Точка №31 Граница СЗЗ (Запад)	Сероводород	0,006	0,0046	0,0041	0,008	превышений нет	не требуется
	Диоксид серы	0,023	0,0213	0,022	0,5	превышений нет	не требуется
	Диоксид азота	0,002	0,0013	0,0016	0,2	превышений нет	не требуется
	Углеводороды	0,028	0,0223	0,0231	1	превышений нет	не требуется
	Углерода оксид	2,283	2,248	2,258	5	превышений нет	не требуется
	Сажа	0,057	0,052	0,055	0,15	превышений нет	не требуется
	Смесь УВ пред. С1-С5	2,197	2,147	2,24	50*	превышений нет	не требуется
	Смесь УВ пред. С6-С10	0,132	0,125	0,129	30*	превышений нет	не требуется
	Сероводород	0,005	0,0045	0,0048	0,008	превышений нет	не требуется
	Диоксид серы	0,039	0,0239	0,0241	0,5	превышений нет	не требуется
	Диоксид азота	0,002	0,0021	0,0024	0,2	превышений нет	не требуется

Точка №32 Граница СЗЗ (Юго-запад)	Углеводороды	0,029	0,0252	0,025	1	превышений нет	не требуется
	Углерода оксид	2,377	2,143	2,213	5	превышений нет	не требуется
	Сажа	0,061	0,045	0,038	0,15	превышений нет	не требуется
	Смесь УВ пред. С1-С5	2,237	2,337	2,383	50*	превышений нет	не требуется
	Смесь УВ пред. С6-С10	0,136	0,133	0,138	30*	превышений нет	не требуется
Точка №33 Граница СЗЗ (ЮГ)	Сероводород	0,005	0,0025	0,0033	0,008	превышений нет	не требуется
	Диоксид серы	0,037	0,032	0,035	0,5	превышений нет	не требуется
	Диоксид азота	0,002	0,0016	0,0023	0,2	превышений нет	не требуется
	Углеводороды	0,029	0,025	0,024	1	превышений нет	не требуется
	Углерода оксид	2,363	2,266	2,277	5	превышений нет	не требуется
	Сажа	0,069	0,063	0,058	0,15	превышений нет	не требуется
	Смесь УВ пред. С1-С5	2,27	2,214	2,227	50*	превышений нет	не требуется
	Смесь УВ пред. С6-С10	0,137	0,131	0,145	30*	превышений нет	не требуется
Точка №34 Граница СЗЗ (Юго-восток)	Сероводород	0,005	0,0035	0,0051	0,008	превышений нет	не требуется
	Диоксид серы	0,026	0,0226	0,027	0,5	превышений нет	не требуется
	Диоксид азота	0,002	0,0022	0,0038	0,2	превышений нет	не требуется
	Углеводороды	0,029	0,0249	0,0267	1	превышений нет	не требуется
	Углерода оксид	2,29	2,156	2,294	5	превышений нет	не требуется
	Сажа	0,058	0,049	0,055	0,15	превышений нет	не требуется
	Смесь УВ пред. С1-С5	2,23	2,223	2,308	50*	превышений нет	не требуется
	Смесь УВ пред. С6-С10	0,13	0,122	0,135	30*	превышений нет	не требуется
Точка №35 Граница СЗЗ (Восток)	Сероводород	0,005	0,0035	0,0042	0,008	превышений нет	не требуется
	Диоксид серы	0,026	0,0226	0,0236	0,5	превышений нет	не требуется
	Диоксид азота	0,003	0,0026	0,0034	0,2	превышений нет	не требуется
	Углеводороды	0,031	0,025	0,025	1	превышений нет	не требуется
	Углерода оксид	2,62	2,453	2,53	5	превышений нет	не требуется
	Сажа	0,068	0,062	0,071	0,15	превышений нет	не требуется
	Смесь УВ пред. С1-С5	2,347	2,235	2,254	50*	превышений нет	не требуется
	Смесь УВ пред. С6-С10	0,137	0,133	0,155	30*	превышений нет	не требуется
Точка №36 Граница СЗЗ (Северо-восток)	Сероводород	0,004	0,0034	0,0038	0,008	превышений нет	не требуется
	Диоксид серы	0,033	0,023	0,032	0,5	превышений нет	не требуется
	Диоксид азота	0,002	0,0021	0,0029	0,2	превышений нет	не требуется
	Углеводороды	0,119	0,0225	0,0238	1	превышений нет	не требуется

	Углерода оксид	2,36	2,243	2,35	5	превышений нет	не требуется
	Сажа	0,071	0,044	0,045	0,15	превышений нет	не требуется
	Смесь УВ пред. C1-C5	2,34	2,337	2,5	50*	превышений нет	не требуется
	Смесь УВ пред. C6-C10	0,136	0,132	0,137	30*	превышений нет	не требуется

Вывод: В отчетный период на границе санитарно-защитной зоны объектов предприятия и в селитебной зоне за I-III кварталы 2020 года на месторождении Лактыбай концентрации загрязняющих веществ не превышали допустимые нормы.

10.3 Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения

Уровень загрязнения приземных слоев атмосферы во многом зависит от метеорологических условий.

В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями при проведении планируемых работ на месторождении Лактыбай могут быть:

- пыльные бури,
- штормовой ветер,
- штиль,
- температурная инверсия,
- высокая относительная влажность (выше 70%).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные выбросы загрязняющих веществ на предприятии, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности

составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК.

При первом режиме работы предприятия снижение выбросов достигается за счет проведения следующих организационно-технических мероприятий без снижения производительности предприятия:

- запрещение работы оборудования на форсированных режимах;
- усиление контроля за точным соблюдением технологического регламента производства;
- рассредоточение во времени работы технологических агрегатов, не участвующих в едином технологическом процессе, при работе которых выбросы загрязняющих веществ в атмосферу достигают максимальных значений;
- усиление контроля за работой КИП и автоматических систем управления технологическим процессом для исключения возникновения ситуаций, сопровождающихся аварийными и залповыми выбросами;
- усиление контроля за герметичностью технологического оборудования;
- обеспечение бесперебойной работы всех очистных систем и сооружений и их отдельных элементов, при этом не допускается снижение их производительности или отключение на профилактические осмотры, ревизии и ремонты;
- проведение внеплановых проверок автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных со значительными выделениями в атмосферу загрязняющих веществ;
- интенсифицированные влажной уборки производственных помещений и территории предприятия, где это допускается правилами техники безопасности;
- обеспечение инструментального контроля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу непосредственно на источниках и на границе СЗЗ;
- использование запаса высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ;
- усиление контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм.

При втором режиме работы предприятия дополнительно к организационно-техническим мероприятиям проводятся мероприятия, влияющие на технологические процессы и сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия. К дополнительным мероприятиям относятся следующие:

- снижение нагрузки на энергетические установки на 15%;
- использование газа для работы энергетических установок;
- прекращение ремонтных работ и работ по пуску оборудования во время плановых предупредительных ремонтов;
- прекращение испытания оборудования на испытательных стендах;
- ограничение использования автотранспорта на предприятии;

Мероприятия третьего режима работы предприятия включают в себя все мероприятия, разработанные для первого и второго режимов, а также мероприятия, влияющие на технологические процессы, осуществление которых позволяет снизить выбросы вредных веществ за счет временного сокращения производительности предприятия. При объявлении работы по третьему режиму НМУ для предприятия с непрерывным технологическим процессом, к которым относится и электростанция, не представляется возможным выполнить остановку оборудования, так как это к дополнительным выбросам загрязняющих веществ и созданию аварийной ситуации. При третьем режиме НМУ возможно проведение следующих дополнительных мероприятий:

- снижение нагрузки энергетических установок на 25 %;
- прекращение движения автомобильного транспорта.

10.4 Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)

В соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденными правительством РК от 20 марта 2015 года №237 размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятий принимаются на основании расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу по утвержденным методикам и соответствии с классификации производственных объектов и сооружений.

Согласно проекту «Обоснование размеров санитарно-защитной зоны для объектов ТОО «Казахтуркмунай» по месторождению Лактыбай» результаты проведенных инструментальных измерений на месторождениях Лактыбай показали, что на границе СЗЗ (север, юг, запад, восток) концентрации загрязняющих веществ по всем ингредиентам не превышали 1 ПДК для каждого отдельного взятого вещества.

На основании проведенного анализа результатов расчетов рассеивания ЗВ в атмосферный воздух была разработана СЗЗ: для объектов ТОО «Казахтуркмунай» расположенных в Байганинском районе Актюбинской области на месторождении Лактыбай нормативным размером СЗЗ – 500м от крайнего источника с учетом роза ветров. (Заключения СЭС №1860 от 06.10.10г. приложены в приложении проекта ОВОС).

Помимо вышеуказанных размер СЗЗ приняты как для «производств по добыче нефти при выбросе сероводорода до 0,5 т/сутки и малым содержанием летучих углеводородов» (Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» №237 от 20 марта 2015г) составляет 500 метров.

Уточнение размеров санитарно-защитной зоны проводилось с учетом среднегодовой розы ветров для каждого направления ветра.

Размер СЗЗ вычисляется по формуле: $I_m = I_0 * P/P_0$, где

I_0 – расчетный размер участка, где концентрация вредных веществ не превышает ПДК; $I_0 = 1100$ м;

P – среднегодовая повторяемость направлений ветра рассматриваемого румба, %;

P_0 – повторяемость направлений ветра одного румба при круговой розе ветров, %. При восьми румбовой розе ветров: $P_0 = 100/8 = 12,5$ %.

По данным метеостанции Караулкельды повторяемость ветра и штилей указаны ниже в таблице. Размеры СЗЗ приведены в таблице 10.4.1

Таблица 10.4.1 - Размеры СЗЗ

Станция	Параметры	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Караулкельды	При намечаемой деятельности (строительство скважин)								
	P, %	10	13	17	17	11	12	11	9
	P/P ₀	0,8	1,04	1,36	1,36	0,88	0,96	0,88	0,72
	I _m , м	400	520	680	680	440	480	440	360

При намечаемой деятельности размер санитарно-защитной зоны определилась по расчету рассеивания вредных веществ в атмосферу. Размер СЗЗ от крайнего источника с учетом роза ветров составляет 500м.

10.5 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения, и истощения

В рамках ПЭК отобраны пробы поверхностной воды из близлежащей реки Эмба, в точках выше по течению, до нефтепровода и ниже по течению, после нефтепровода.

Точки отбора: Выше по течению до нефтепровода: Точка №5 (левый берег 500м), точка

№4 (правый берег 500м), точка №6 (левый берег) и точка №7 (правый берег).

Ниже по течению после нефтепровода: Точка №8 (левый берег), точка №9 (правый берег), точка №10 (левый берег 500м) и точка №11(правый берег 500м).

В отобранных пробах проанализированы следующие показатели: рН, общая жесткость ХПК, БПК₅, взвешенные вещества, кальций Ca²⁺, магний Mg²⁺, гидрокарбонат-ионы HCO₃⁻, карбонат-ионы CO₃²⁻, хлорид ионы Cl⁻, сульфат-ионы SO₄²⁻, фосфатов (HPO₄)₃⁻, сухого остатка, азота аммонийного N(NH₄)⁺, нитритов NO₂⁻, нитратов NO₃⁻,

хрома шестивалентного, железа общего, нефтепродуктов, фенолов, меди, цинка, никеля, кадмия и свинца.

Результаты анализов поверхностных вод за I-III кварталы 2020 года представлены в таблице 10.5.1.

Таблица 10.5.1 - Результаты анализов поверхностных вод

Точки отбора проб	Наименование ЗВ	Фактическая концентрация (средняя)			Норма ПДК м.р. (ОБУВ*)	Наличие превышения ПДК, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
		I квартал	II квартал	III квартал			
Река Эмба, выше по течению до нефтепровода. Точка №4 (правый берег 500 м)	pH	7,1	7,2	7,18	6,0-9,0	превышений нет	не требуется
	ХПК	6,8	6,2	5,8	30	превышений нет	не требуется
	БПК ₅	4,6	4,1	3,4	6	превышений нет	не требуется
	Взвешенные в-ва	2	1,59	1,54	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Жесткость общая	5	4,8	4,6	7	превышений нет	не требуется
	Кальций	42	44	41	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Магний	12	16	14	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Гидрокарбонаты	140,5	141	136	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Карбонаты	<8,0	<8,0	<8,0	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Хлориды	102	112	111	350	превышений нет	не требуется
	Сульфаты	127	131	130	500	превышений нет	не требуется
	Фосфаты	0,26	0,22	0,21	3,5	превышений нет	не требуется
	Сухой остаток	459	165	163	1000	превышений нет	не требуется
	АПАВ	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	превышений нет	не требуется
	Азот аммонийный	0,27	0,22	0,21	2	превышений нет	не требуется
	Нитриты	0,06	0,042	0,037	3,3	превышений нет	не требуется
	Нитраты	1,21	1,06	0,99	45	превышений нет	не требуется
	Хром (VI)	<0,002	<0,002	<0,002	0,05	превышений нет	не требуется
	Железо общее	0,012	0,011	0,011	0,3	превышений нет	не требуется
	Нефтепродукты	0,011	0,011	0,0102	0,1	превышений нет	не требуется
	Фенолы	<0,0005	<0,0005	<0,0005	0,001	превышений нет	не требуется
	Медь	0,007	0,007	0,0053	1	превышений нет	не требуется
	Цинк	<0,005	<0,005	<0,005	5	превышений нет	не требуется
	Никель	<0,001	<0,001	<0,001	0,1	превышений нет	не требуется
	Кадмий	<0,0001	<0,0001	<0,0001	0,001	превышений нет	не требуется
	Свинец	<0,001	<0,001	<0,001	0,03	превышений нет	не требуется
	pH	6,9	6,94	6,92	6,0-9,0	превышений нет	не требуется
	ХПК	9,3	8,6	8,4	30	превышений нет	не требуется
	БПК ₅	4,2	4	3,7	6	превышений нет	не требуется
	Взвешенные в-ва	2,2	1,84	1,81	не норм-ся	превышений нет	не требуется

Река Эмба, выше по течению до нефтепровода. Точка №5 (левый берег 500 м)	Жесткость общая	5	4,9	4,75	7	превышений нет	не требуется
	Кальций	51	52	50	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Магний	14	15	14	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Гидрокарбонаты	142	143	141	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Карбонаты	<8,0	<8,0	<8,0	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Хлориды	112	115	112	350	превышений нет	не требуется
	Сульфаты	123	126	124	500	превышений нет	не требуется
	Фосфаты	0,25	0,21	0,19	3,5	превышений нет	не требуется
	Сухой остаток	466	469	465	1000	превышений нет	не требуется
	АПАВ	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	превышений нет	не требуется
	Азот аммонийный	0,24	0,19	0,15	2	превышений нет	не требуется
	Нитриты	0,028	0,022	0,021	3,3	превышений нет	не требуется
	Нитраты	1,36	1,26	1,23	45	превышений нет	не требуется
	Хром (VI)	<0,002	<0,002	<0,002	0,05	превышений нет	не требуется
	Железо общее	0,011	0,011	0,01	0,3	превышений нет	не требуется
	Нефтепродукты	0,012	0,012	0,011	0,1	превышений нет	не требуется
	Фенолы	<0,0005	<0,0005	<0,0005	0,001	превышений нет	не требуется
	Медь	0,007	0,007	0,0054	1	превышений нет	не требуется
	Цинк	<0,005	<0,005	<0,005	5	превышений нет	не требуется
	Никель	<0,001	<0,001	<0,001	0,1	превышений нет	не требуется
Река Эмба, выше по течению до нефтепровода. Точка №6 (левый берег 500 м)	Кадмий	<0,0001	<0,0001	<0,0001	0,001	превышений нет	не требуется
	Свинец	<0,001	<0,001	<0,001	0,03	превышений нет	не требуется
	pH	7,2	7,14	7,15	6,0-9,0	превышений нет	не требуется
	ХПК	7,9	7,5	7,26	30	превышений нет	не требуется
	БПК5	4,7	4,2	4,08	6	превышений нет	не требуется
	Взвешенные в-ва	2,1	1,84	1,74	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Жесткость общая	4,8	4,8	4,63	7	превышений нет	не требуется
	Кальций	51	52	51	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Магний	13	15	12	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Гидрокарбонаты	132	133	130	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Карбонаты	<8,0	<8,0	<8,0	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Хлориды	106	111	105	350	превышений нет	не требуется
	Сульфаты	117	119	117	500	превышений нет	не требуется
	Фосфаты	0,28	0,22	0,21	3,5	превышений нет	не требуется
	Сухой остаток	503	511	506	1000	превышений нет	не требуется
	АПАВ	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	превышений нет	не требуется
	Азот	0,24	0,21	0,19	2	превышений нет	не требуется

	аммонийный						
	Нитриты	0,032	0,029	0,027	3,3	превышений нет	не требуется
	Нитраты	1,31	1,23	1,21	45	превышений нет	не требуется
	Хром (VI)	<0,002	<0,002	<0,002	0,05	превышений нет	не требуется
	Железо общее	0,09	0,084	0,081	0,3	превышений нет	не требуется
	Нефтепродукты	0,01	0,01	0,0097	0,1	превышений нет	не требуется
	Фенолы	<0,0005	<0,0005	<0,0005	0,001	превышений нет	не требуется
	Медь	0,008	0,008	0,0074	1	превышений нет	не требуется
	Цинк	<0,005	<0,005	<0,005	5	превышений нет	не требуется
	Никель	0,006	0,006	0,0056	0,1	превышений нет	не требуется
	Кадмий	<0,0001	<0,0001	<0,0001	0,001	превышений нет	не требуется
	Свинец	<0,001	<0,001	<0,001	0,03	превышений нет	не требуется
Река Эмба, выше по течению до нефтепровода. Точка №7 (правый берег 500 м)	pH	7,1	7,15	7,11	6,0-9,0	превышений нет	не требуется
	ХПК	9,1	8,6	8,54	30	превышений нет	не требуется
	БПК5	4,9	4,2	4,16	6	превышений нет	не требуется
	Взвешенные в-ва	2,4	1,86	1,83	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Жесткость общая	5	4,9	4,82	7	превышений нет	не требуется
	Кальций	62	62	61	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Магний	15	16	15	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Гидрокарбонаты	141	142	141	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Карбонаты	<8,0	<8,0	<8,0	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Хлориды	121	122	121	350	превышений нет	не требуется
	Сульфаты	124	127	125	500	превышений нет	не требуется
	Фосфаты	0,22	0,21	0,19	3,5	превышений нет	не требуется
	Сухой остаток	481	492	493	1000	превышений нет	не требуется
	АПАВ	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	превышений нет	не требуется
	Азот аммонийный	0,23	0,18	0,15	2	превышений нет	не требуется
	Нитриты	0,028	0,023	0,021	3,3	превышений нет	не требуется
	Нитраты	1,26	1,22	1,19	45	превышений нет	не требуется
	Хром (VI)	<0,002	<0,002	<0,002	0,05	превышений нет	не требуется
	Железо общее	0,019	0,015	0,011	0,3	превышений нет	не требуется
	Нефтепродукты	0,012	0,012	0,011	0,1	превышений нет	не требуется
	Фенолы	<0,0005	<0,0005	<0,0005	0,001	превышений нет	не требуется
	Медь	0,007	0,007	0,0051	1	превышений нет	не требуется
	Цинк	<0,005	<0,005	<0,005	5	превышений нет	не требуется
	Никель	<0,001	<0,001	<0,001	0,1	превышений нет	не требуется
	Кадмий	<0,0001	<0,0001	<0,0001	0,001	превышений нет	не требуется

	Свинец	<0,001	<0,001	<0,001	0,03	превышений нет	не требуется
Река Эмба ниже по течению после нефтепровода. Точка №8 (левый берег 500 м)	pH	7,2	7,15		6,0-9,0	превышений нет	не требуется
	ХПК	9,2	8,4	7,14	30	превышений нет	не требуется
	БПК5	5,3	4,6	8,32	6	превышений нет	не требуется
	Взвешенные в-ва	1,8	1,65	4,51	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Жесткость общая	4,9	4,9	1,59	7	превышений нет	не требуется
	Кальций	53	55	4,57	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Магний	18	14	54	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Гидрокарбонаты	142	142	15	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Карбонаты	<8,0	<8,0	139	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Хлориды	109	112	<8,0	350	превышений нет	не требуется
	Сульфаты	120	121	108	500	превышений нет	не требуется
	Фосфаты	0,27	0,22	119	3,5	превышений нет	не требуется
	Сухой остаток	454	159	0,21	1000	превышений нет	не требуется
	АПАВ	<0,025	<0,025	160	0,5	превышений нет	не требуется
	Азот аммонийный	0,24	0,18	<0,025	2	превышений нет	не требуется
	Нитриты	0,01	0,01	0,15	3,3	превышений нет	не требуется
	Нитраты	1,36	1,21	0,09	45	превышений нет	не требуется
	Хром (VI)	<0,002	<0,002	1,18	0,05	превышений нет	не требуется
	Железо общее	0,016	0,014	<0,002	0,3	превышений нет	не требуется
	Нефтепродукты	0,01	0,01	0,012	0,1	превышений нет	не требуется
	Фенолы	<0,0005	<0,0005	0,0094	0,001	превышений нет	не требуется
Река Эмба ниже по течению после нефтепровода Точка №9 (правый берег 500 м)	Медь	0,006	0,006	<0,0005	1	превышений нет	не требуется
	Цинк	<0,005	<0,005	0,0054	5	превышений нет	не требуется
	Никель	<0,001	<0,001	<0,005	0,1	превышений нет	не требуется
	Кадмий	<0,0001	<0,0001	<0,001	0,001	превышений нет	не требуется
	Свинец	<0,001	<0,001	<0,0001	0,03	превышений нет	не требуется
	pH	7,2	7,25	7,23	6,0-9,0	превышений нет	не требуется
	ХПК	9,3	8,3	8,19	30	превышений нет	не требуется
	БПК5	5,1	4,2	4,17	6	превышений нет	не требуется
	Взвешенные в-ва	2,2	1,96	1,92	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Жесткость общая	5	4,9	4,82	7	превышений нет	не требуется
	Кальций	66	63	62	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Магний	17	15	14	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Гидрокарбонаты	138	132	129	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Карбонаты	<8,0	<8,0	<8,0	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Хлориды	100	102	101	350	превышений нет	не требуется

	Сульфаты	123	121	118	500	превышений нет	не требуется
	Фосфаты	0,26	0,22	0,21	3,5	превышений нет	не требуется
	Сухой остаток	469	475	474	1000	превышений нет	не требуется
	АПАВ	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	превышений нет	не требуется
	Азот аммонийный	0,25	0,21	0,19	2	превышений нет	не требуется
	Нитриты	0,011	0,011	0,011	3,3	превышений нет	не требуется
	Нитраты	1,26	1,21	1,16	45	превышений нет	не требуется
	Хром (VI)	<0,002	<0,002	<0,002	0,05	превышений нет	не требуется
	Железо общее	0,011	0,011	0,011	0,3	превышений нет	не требуется
	Нефтепродукты	0,009	0,011	0,0105	0,1	превышений нет	не требуется
	Фенолы	<0,0005	<0,0005	<0,0005	0,001	превышений нет	не требуется
	Медь	0,008	0,007	0,0052	1	превышений нет	не требуется
	Цинк	<0,005	<0,005	<0,005	5	превышений нет	не требуется
	Никель	<0,001	<0,001	<0,001	0,1	превышений нет	не требуется
	Кадмий	<0,0001	<0,0001	<0,0001	0,001	превышений нет	не требуется
Река Эмба ниже по течению после нефтепровода. Точка №10 (левый берег 500 м)	Свинец	<0,001	<0,001	<0,001	0,03	превышений нет	не требуется
	pH	7,1	7,1	7,11	6,0-9,0	превышений нет	не требуется
	ХПК	6,9	6,3	6,18	30	превышений нет	не требуется
	БПК5	5,3	3,8	3,29	6	превышений нет	не требуется
	Взвешенные в-ва	1,8	1,45	1,41	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Жесткость общая	5	4,8	4,36	7	превышений нет	не требуется
	Кальций	72	71	69	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Магний	16	18	17	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Гидрокарбонаты	144	141	138	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Карбонаты	<8,0	<8,0	<8,0	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Хлориды	108	110	108	350	превышений нет	не требуется
	Сульфаты	115	116	114	500	превышений нет	не требуется
	Фосфаты	0,28	0,23	0,21	3,5	превышений нет	не требуется
	Сухой остаток	469	476	472	1000	превышений нет	не требуется
	АПАВ	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	превышений нет	не требуется
	Азот аммонийный	0,24	0,19	0,18	2	превышений нет	не требуется
	Нитриты	0,09	0,084	0,081	3,3	превышений нет	не требуется
	Нитраты	1,28	1,16	1,12	45	превышений нет	не требуется
	Хром (VI)	<0,002	<0,002	<0,002	0,05	превышений нет	не требуется
	Железо общее	0,19	0,14	0,11	0,3	превышений нет	не требуется
	Нефтепродукты	0,01	0,01	0,0092	0,1	превышений нет	не требуется

	Фенолы	<0,0005	<0,0005	<0,0005	0,001	превышений нет	не требуется
	Медь	0,007	0,007	0,0054	1	превышений нет	не требуется
	Цинк	<0,005	<0,005	<0,005	5	превышений нет	не требуется
	Никель	<0,001	<0,001	<0,001	0,1	превышений нет	не требуется
	Кадмий	<0,0001	<0,0001	<0,0001	0,001	превышений нет	не требуется
	Свинец	<0,001	<0,001	<0,001	0,03	превышений нет	не требуется
Река Эмба ниже по течению после нефтепровода. Точка №11 (правый берег 500 м)	pH	7,1	7,15	7,11	6,0-9,0	превышений нет	не требуется
	ХПК	8,3	8,23	8,16	30	превышений нет	не требуется
	БПК ₅	5,2	4,89	4,71	6	превышений нет	не требуется
	Взвешенные в-ва	2,4	1,8	1,64	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Жесткость общая	5,01	4,95	4,82	7	превышений нет	не требуется
	Кальций	49	51	50	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Магний	14	15	16	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Гидрокарбонаты	140,8	141	136	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Карбонаты	<8,0	<8,0	<8,0	не норм-ся	превышений нет	не требуется
	Хлориды	111	112	111	350	превышений нет	не требуется
	Сульфаты	115	114	111	500	превышений нет	не требуется
	Фосфаты	0,28	0,23	0,21	3,5	превышений нет	не требуется
	Сухой остаток	442	152	149	1000	превышений нет	не требуется
	АПАВ	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	превышений нет	не требуется
	Азот аммонийный	0,22	0,18	0,16	2	превышений нет	не требуется
	Нитриты	0,009	0,009	0,0091	3,3	превышений нет	не требуется
	Нитраты	1,18	1,12	1,11	45	превышений нет	не требуется
	Хром (VI)	<0,002	<0,002	<0,002	0,05	превышений нет	не требуется
	Железо общее	0,17	0,12	0,11	0,3	превышений нет	не требуется
	Нефтепродукты	0,011	0,011	0,001	0,1	превышений нет	не требуется
	Фенолы	<0,0005	<0,0005	<0,0005	0,001	превышений нет	не требуется
	Медь	0,006	0,006	0,0053	1	превышений нет	не требуется
	Цинк	<0,005	<0,005	<0,005	5	превышений нет	не требуется
	Никель	<0,001	<0,001	<0,001	0,1	превышений нет	не требуется
	Кадмий	<0,0001	<0,0001	<0,0001	0,001	превышений нет	не требуется
	Свинец	<0,001	<0,001	<0,001	0,03	превышений нет	не требуется

Вывод: полученные результаты сравнивались с нормами ПДК, утвержденные в Санитарных правилах (СП) «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования, и безопасности водных объектов». СП утверждены Приказом МНЭ РК от 16 марта 2015 года № 209.

Превышение норм ПДК в пробах поверхностных вод не установлено.

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территории от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- на всех технологических площадках оборудование системы ливневого сброса;
- создание системы сбора, очистки и утилизации сточных вод и промстоков, включая сточные хоз-бытовые воды, технические, пластовые;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений.

Вся подтоварная вода после очистки должна быть полностью использована для закачки в пласт нагнетательных скважин.

10.6 Производственные отходы предприятия

В процессе строительства и эксплуатации скважин образуется значительное количество твердых и жидких отходов. Отходы оказывает негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду. Бурение скважин осуществляется **безамбарным методом**. Все производственные и твердо-бытовые отходы месторождения собираются в специальных емкостях и вывозятся на полигон согласно договору со специализированной организацией.

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- металлолом;
- ТБО;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;

- отработанные аккумуляторы.

При эксплуатации месторождения являются:

- металлолом;
- ТБО;
- Промасленная ветошь;
- Огарки сварочных электродов;
- Отработанные аккумуляторы.

10.7 Охрана недр

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, почвы, растительности и так далее. Становится очевидным, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю нефтегазодобывающих предприятий.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при проектировании, строительстве и эксплуатации нефтегазового месторождения являются разработка и выполнение профилактических и организационных мероприятий, направленных на охрану недр.

Факторами воздействия на геологическую среду при осуществлении проекта являются следующие виды работ:

- строительство и обустройство скважин;
- движение транспорта;
- проявление пластовых флюидов в межколонных пространствах.

Влияние движения автотранспорта при производстве планируемых работ состоит в нарушении почвообразующего субстрата, воздействии на рельеф, загрязнении почв при аварийных разливах ГСМ и другими нефтепродуктами.

Устойчивость геологической среды к различным видам воздействия на нее в процессе проведения работ не одинакова и зависит как от специфики работ, так и от длительности воздействия. Рассмотрим влияние передвижения автотранспорта по территории работ на геологическую среду. Воздействие автотранспорта на геологическую среду преимущественно затрагивает почвенно-растительный слой и почвообразующий субстрат. Интенсивность воздействия зависит от особенностей ландшафта. Степень устойчивости почвообразующего субстрата обуславливает интенсивность проявлений процессов дефляции и водной эрозии.

Обследование аналогичных территории, показало, что в пределах равнинных массивов более легкого состава глубина вреза колеи достигает 40 см, по обе стороны дороги наблюдается нарушение растительного покрова в радиусе 0,5-1,0 м.

Движение автотранспорта при проведении планируемых работ не вызовет необратимых последствий, так как проектируемые работы не усилят развития естественного процесса водной эрозии и дефляции.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин, разработке и эксплуатации месторождения.

Общие меры по охране недр должны включать:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- для предупреждения биогенной сульфатредукция необходима обработка закачиваемой воды реагентами, предотвращающими ее образование;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промысловых сточных вод;
- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти;
- стравливание давления для борьбы с межколонным давлением;
- закачивание тяжелой жидкости для борьбы с МКД;
- ведение постоянной работы по наблюдению и контролю за проявлениями МКД.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль за транспортными путями, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

Почва.

Мониторинг почв на месторождении является составной частью системы производственного мониторинга окружающей среды и проводится с целью:

- своевременного получения достоверной информации о воздействии объектов месторождений на почвенный покров;
- оценка прогноза и разработки рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий техногенного воздействия нефтедобычи на природные комплексы, рациональному использованию и охране почв.

Целью контроля над состоянием почвенного покрова является получение аналитической информации о состоянии почв для оценки влияния деятельности предприятия на их качество.

Непосредственно наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляются на *стационарных экологических площадках* (СЭП), на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти наблюдения обеспечивают выявление изменений направленности протекающих процессов и свойств, определяющих экологическое состояние почв; выявления тенденций и динамики изменений, структуры и состава почвенно-растительных экосистем под влиянием действия природных и антропогенных факторов.

Проводимый экологический мониторинг осуществляет контроль состояния почв с целью сохранения их ресурсного потенциала, обеспечения экологической безопасности производства, условий проживания и ведения трудовой деятельности персонала.

Результаты анализа представлены в таблице 10.7.1.

Таблица 10.7.1 - Результаты анализа почвенного покрова

Точка отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактический результат мониторинга, (мг/кг)	Установленный норматив (мг/кг)	Наличие превышения ПДК, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
Согласно Программе ПЭК, периодичность 1 раз в год, в 3 квартале					
СЗЗ, фоновая точка	Кальций	5129	не норм-ся	-	Контроль 1 раз в год
	Магний	2088	не норм-ся	-	Контроль 1 раз в год
	Сульфаты	0,51/0,024	не норм-ся	-	Контроль 1 раз в год
	Хлориды	0,31/0,011	не норм-ся	-	Контроль 1 раз в год
	Нефтепродукты	0,042	не норм-ся	-	Контроль 1 раз в год
	Сероводород	<0,34	0,4	не превышает	Контроль 1 раз в год
	Гидрокарбонаты	0,79/0,048	не норм-ся	-	Контроль 1 раз в год
	Карбонаты	не обн	не норм-ся	-	Контроль 1 раз в год
	Азот нитратный	6,17	не норм-ся	-	Контроль 1 раз в год
	Азот аммонийный	0,92	не норм-ся	-	Контроль 1 раз в год
	Кадмий	<0,011	2	не превышает	Контроль 1 раз в год
	Цинк	38,65	110	не превышает	Контроль 1 раз в год
	Свинец	11,87	32	не превышает	Контроль 1 раз в год
	Медь	14,23	23	не превышает	Контроль 1 раз в год
	Никель	11,93	не норм-ся	-	Контроль 1 раз в год
	Натрий	4628	не норм-ся	-	Контроль 1 раз в год
	Калий	5237	не норм-ся	-	Контроль 1 раз в год

Вывод: При сравнении полученных данных химического анализа почвы с аналогичным периодом 2019 года, превышений не выявлено.

Растительный покров. Рассматриваемая территория в основном формируются сообщества с доминированием плотнодерновинных злаков: типчака (*Festuca valesiaca*, *F.beckerii*) и ковыля-тырсы (*Stipa sareptana*). Субдоминантами выступают дерновинные злаки (*Stipa capillata*, *Koeleria gracilis*, *Agropyron fragile*) и полыни (*Artemisia lerchiana*, *A.austriaca*). В составе сообществ часто присутствует значительная доля ксерофитного пустынно-степного разнотравья (*Potentilla bifurca*, *Dianthus lptopetalus*, *Linosyris tatarica*, *Taracetum millefolium*). В оврагах и логах присутствует ярус кустарников с доминированием таволги (*Spiraea hypericifolia*), караганы кустарниковой (*Caragana frutex*).

Эти сообщества отличаются высокой видовой насыщенностью. На светло-каштановых супесчаных почвах преобладают тырсово-ковыльковые (*Stipa lessindiana*, *S.capillata*), еркеково-тырсиковые (*Stipa sareptana*, *Agropyron fragile*), житняково-тырсиковые (*Stipa sareptana*, *Agropyron cristatum*) сообщества. На эродированных и перевыпасаемых участках в этих сообществах доминирует полынь Лерховская (*Artemisia lerchana*). Видовое разнообразие сообществ низкое 8-10 видов. Из разнотравья обычны молочай Сегиеровский (*Euphorbia sequierana*), цмин песчаный (*Helishrisum arenarium*), полынь песчаная (*Artemisia arenaria*), тысячелистник обыкновенный и тысячелистник мелкоцветковый (*Achillea millefolium*). К полугидроморфным местообитаниям в понижениях рельефа приурочены лугово-степные сообщества: вострецовые (*Agropyron ramosum*), пырейные (*Elytrigia repens*) с разнотравьем (*Galium verum*, *Thalictrum minus*, *Tragopogon stepposum*). В весенний период в степных экосистемах развита синузия эфемеров (*Poa bulbosa*, *Ceratocephalus orthoceras*, *Lappula patula*).

Животный мир. Животный мир исследуемой территории богат и разнообразен и представлен 2 видами земноводных, 20 видами пресмыкающихся, 227 видами птиц 40 видами млекопитающих.

Фауна земноводных и пресмыкающихся обеднена в силу экологических условий. Так, с одной стороны это бедность территорий поверхностными водами и засоленные твердые суглинки с галькой и с другой стороны – это резко континентальный климат в сочетании с выровненным рельефом, усугубляющим суровость климата, особенно во время зимовок. Земноводные в исследуемом районе представлены двумя видами жаб – зеленой и серой и озерной лягушкой. Способность жаб переносить значительную сухость воздуха, использовать для икрометания временные водоемы и ночной образ жизни позволяют им заселить территорию, удаленную от водоемов. Пресмыкающиеся представлены 15 видами, что составляет 30,6% от герпетофауны Республики Казахстан.

Из широко распространенных видов на участках, прилегающих к месторождению, т.е. на участках со слабым антропогенным воздействием, наиболее многочисленными из

ящериц являются степная агама, такырная круглоголовка и разноцветная ящурка. Из змей наиболее многочисленны обыкновенный и водяной уж и узорчатый полоз. Таким образом, исследуемая территория заселена пресмыкающимися и земноводными неравномерно.

Орнитофауна территории экологических изысканий весьма разнообразна и насчитывает около 203 видов птиц, что составляет 41,4% орнитофауны республики.

Исторически исследуемый район служит местом пролета и кратковременных остановок птиц во время весенне-осенних миграций. На зимовке регулярно встречаются 6 видов: филин, белая сова, беркут, черный и рогатый жаворонки, домовый воробей. В мягкие зимы состав зимующих птиц расширяется за счет вороновых (сорока, галка, грач, серая ворона). Наиболее разнообразен состав пролетных птиц – 142 вида весной и 74 вида осенью. Весенние миграции птиц водно-болотного комплекса проходят с середины марта до середины мая, наиболее интенсивно в конце апреля.

Причем основная масса мигрантов этой группы придерживается узкой полосы русла реки. Помимо птиц водно-болотного комплекса в период миграции в полосе пойменного леса в заметном количестве отмечены дендрофильные птицы (дроздовые, славковые, вьюрковые).

Мероприятия по сохранению среды обитания, условий размножения, путей миграции и мест концентрации животных при проектировании и осуществлении хозяйственной и иной деятельности:

- необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор и избегать их уничтожения или разрушения;
- учитывая, что на территории планируемых работ большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторые виды птиц ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижения автотранспорта в ночное время;
- при планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать вне дорожных передвижений автотранспорта;
- важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.);
- проведение научных, изыскательных работ по сохранению генофонда и биоразнообразия.

На весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

Мероприятия по охране флоры и фауны

Мероприятия по охране флоры и фауны в границах месторождения включают следующие пункты:

- ограждение технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных;
- после перемещения проводится рекультивация нарушенных участков почвы путем планировки рельефа и устранение временных водотоков;
- при перемещении бурового оборудования следует использовать транспортные средства с низким удельным давлением на грунт;
- подъездные пути и инженерные коммуникации между буровыми и существующими транспортными и инженерными сетями должны прокладываться по оптимально – кратчайшему расстоянию с максимальным использованием имеющейся дорожной и инженерной сети;
- движение транспортных средств вне дорожной сети запрещается. Участки местности, занятые под дороги, надобность в которых отпадает после завершения строительства скважины, должны быть рекультивированы, временные водотоки, и условия их образования устранены;
- для предотвращения отравы диких и домашних животных и птиц, химреагенты, применяемые при бурении, должны храниться в местах, исключающих свободный доступ;

Радиационная обстановка. Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г №219-1 «О радиационной безопасности населения» [14] основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются:

- принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;
- принцип обоснования – запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;
- принцип оптимизации – поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;
- принцип аварийной оптимизации – форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная

польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Согласно Гигиеническому нормативу «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденной приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27.02.2015г №155 [8] в производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы.

Эффективная доза облучения, природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана – 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 40/f, кБк/кг, где f – среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;

удельная активность в производственной пыли тория – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 27/f, кБк/кг.

Аварийные ситуации

Главная задача в соблюдении безопасности работ заключается в проведении операции таким образом, чтобы заранее предупредить риск с определением критических ошибок; снижением вероятности ошибок при проектировании работ.

Вероятности возникновения аварийных ситуаций используется для определения следующих явлений:

- потенциальные события или опасности, которые могут привести к аварийной ситуации, а также к вероятным катастрофическим воздействиям на окружающую среду при осуществлении конкретного проекта;
- вероятность и возможность наступления такого события;
- потенциальная величина или масштаб экологических последствий, которые могут быть причинены в случае наступления такого события.

При эксплуатации нефтяных скважин на месторождении могут возникнуть различные осложнения и аварии. Борьба с ними требует больших затрат, материальных и трудовых ресурсов, ведет к потере времени, что снижает производительность, повышает затраты бурения, вызывает увеличение продолжительности простоев и ремонтных работ.

Поэтому знание причин аварий своевременная разработка мероприятий по их предупреждению, быстрая ликвидация возникших осложнений приобретают большое практическое значение.

Для уменьшения природного риска следует разработать адекватные методы планирования и управления. При этом гибкость планирования и управления должна быть основана на правильном представлении о риске, связанном с природными факторами.

К природным факторам относятся:

- землетрясения;
- ураганные ветры;
- повышенные атмосферные осадки.

Под антропогенными факторами понимаются быстрые разрушительные изменения окружающей среды, обусловленные деятельностью человека или созданных им технически устройств и производств. Как правило, аварийные ситуации возникают вследствие нарушения регламента работы оборудования или норм его эксплуатации.

Возможные техногенные аварии при проведении работ можно разделить на следующие категории:

- аварийные ситуации с автотранспортной техникой; аварийные ситуации при проведении работ по бурению скважин;
- аварийные ситуации при эксплуатации нефтяных скважин;
- аварии и пожары на хранилищах горюче-смазочных материалов (ГСМ)

Аварийные ситуации с автотранспортной техникой. Согласно проектным данным для проведения работ будет использован автотранспорт на дизельном и бензиновом топливе, а также дизельная буровая установка.

Выезд транспорта в неисправном виде, или опрокидывание транспорта может привести к возникновению аварий и как следствие к утечке топлива. Утечка топлива может привести к загрязнению почвенно-растительного покрова, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Площадь такого загрязнения небольшая.

Рассмотрим модель возникновения следующей ситуации: в результате аварии произошла утечка топлива с бака автомобиля. Ориентировочно заправка автотранспорта составляет 50 литров. Ориентировочная площадь загрязнения составит 4 м. В этом случае ориентировочная концентрация нефтеорганики, попавшая в окружающую среду, составит 0,04 т на 4 м² или 0,01 т/м². Анализ данной ситуации показывает, что при небольших разливах ГСМ произойдет только стимуляция жизнедеятельности микроорганизмов почвы, необратимого процесса нарушения морфологической структуры почвенного покрова не

происходит. Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная.

Загрязнения подземных и поверхностных вод. При аварийных ситуациях - утечке топлива возможно попадание горюче смазочных материалов через почвогрунты в подземные воды. Охрана подземных вод - важное звено в комплексе мероприятий, имеющих целью предотвращение загрязнений, ликвидацию последствий. Нефтепродукты в водоносном горизонте обладают значительной подвижностью, в связи с этим площадь загрязнения водоносного горизонта больше, чем площадь почвенного загрязнения. Ориентировочные расчеты просачивания нефтепродуктов показали, что загрязнения с поверхности попадут в водоносный горизонт в среднем в течение одного сезона, расчетная глубина просачивания нефти составит около 0,4 м.

Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная.

Возникновение пожара. В результате пролитого топлива возможно возникновение пожара. Вероятность возникновения этой ситуации пренебрежимо мала в силу принятых проектных решений по организации производства и технике безопасности.

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На 01.01.2026г в рамках текущего проекта на месторождении Лактыбай общий пробуренный фонд скважин составляет 15 единиц.

Всего по месторождению с отбором керна пройдено 2573,2 м, общий линейный вынос керна составил 1586,66 м или 61,66% от проходки. В продуктивной части пройдено 1178,30 м, вынос керна составил 700,06 м, т.е. 59,41% от проходки. Всего проанализировано 1425 образцов из 11 скважин. Количество образцов, приходящееся на продуктивные горизонты – 825 образцов. Количество кондиционных образцов (образцы с проницаемостью и пористостью выше граничных значений) – 186 единиц. После АР-2025г выполнены стандартные и специальные исследования керна по скв. №46.

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях изучены по результатам PVT анализа 20 глубинных и 4 рекомбинированных проб нефти из скважин №№27, 34, 37, 40, 41, 46 характеризующих I, II блоки горизонтов I, II, IV. Для характеристики физико-химических свойств нефти в стандартных условиях были использованы 52 поверхностные пробы из 11 скважин (горизонты I, I-A, II, IV, V). Исследование компонентного состава растворенного газа охарактеризовано по 23 пробам из 6 скважин (горизонты I, II, IV, V).

В 2007-2008гг с целью доразведки продуктивных горизонтов в пределах месторождения компанией «ДАНК» была проведена сейсмика 3Д с ее последующей обработкой компанией ТОО «PGDServices». При анализе полученных данных интерпретации сейсмики 3Д ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» были выявлены несоответствия в обработке данной сейсмики с фактическими данными. В связи с этим, при составлении «Прироста запасов...» в 2015г использовано структурно-тектоническая модель на основе результатов сейсморазведочных работ 1996г.

Последняя оценка запасов месторождения была выполнена и утверждена в рамках отчета «Прирост запасов нефти и растворенного газа по состоянию на 01.09.2015г» согласно протоколу ГКЗ №1649-16-У.

Протоколом №1649-16-У от 29.02.2016г ГКЗ РК недропользователю было рекомендовано:

- продолжить отбор и исследования глубинных и поверхностных проб;
- при бурении новых скважин предусмотреть отбор керна с выполнением полного комплекса исследований;
- доизучить залежи, оцененные по категории С₂ с целью перевода в категорию С₁;

Выполнено:

- проведены исследования и отобраны пробы в пластовых условиях в количестве 8 ед. из скважин №34, 40, 41, 46., в поверхностных условиях были отобраны и исследованы 7 проб из скважин №34, 40, 41, 46.
- пробурена 1 новая эксплуатационная скважина №46
- на керне скважины №43, пробуренной ранее, дополнительно выполнены стандартные и специальные исследования, также в 2024 г. керн отобран в скважине №46.

Для детализации геологического строения в 2021г компанией ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» была выполнена переобработка и переинтерпретация материалов 3Д МОГТ 2007-2008гг. В 2025 году был подготовлен отчет «Пересчёт запасов...» по состоянию на 01.01.2025г., основанный на результатах бурения скважины №46 и переинтерпретации сейсмических данных 2021 года. Согласно протоколу ГКЗ №2754-25-У от 11.06.2025г отчет «Пересчёт запасов...по состоянию на 01.01.2025г» не был утвержден в связи с малым количеством данных недостаточного для обоснования и утверждения представленных запасов. Соответственно, на текущий момент изученность запасы и геологическое строение залежей месторождения Лактыбай остаются согласно утвержденного Прироста запасов 2015года.

Согласно Протоколу ГКЗ РК 2754-25-У от 11.06.2025г недропользователю рекомендуется:

- в процессе бурения новых скважин предусмотреть отбор керна из продуктивных горизонтов I-A, III поднадвиговой части, а также проведение спец исследований на керновом материале в лабораторных условиях.
- продолжить исследования пластовой нефти, в особенности, по горизонтам I-A, III и V.
- вызовы притока при опробовании нефтенасыщенных объектов производить с депрессией на пласт.
- проведение комплексных ГДИС в новых скважинах;
- проведение прямых поскважинных замеров газового фактора.

В рамках данного проекта, с целью доразведки продуктивных горизонтов I, II и IV предлагаются бурения оценочных скважин №№ ОС-1, 51, 52, 53, 54 и 55.

Бурение оценочной скважины ОС-1 заложена на 2026 год. По результатам опробования скважины ОС-1, предлагается дальнейшее бурение скважин №№ 51, 52, 53, 54 и 55 с целью доизучения горизонта IV.

На II блоке горизонта IV рекомендуются бурение скважин №№ 51, 52 и 53. Бурение предлагаемых скважин будет зависеть от результатов оценочной скважины ОС-1. При успешности оценочной скважины в первую очередь предлагается бурение скважины №51, далее - скважины №52, после – скважины №53. Все три скважины зависимы.

Проектные оценочные скважины №54 и 55 предлагается пробурить на восточном крыле выделенной залежи, для изучения запасов С2 а также для уточнения геологического строения, так как согласно данным переинтерпретации сейсмических данных 2021года, данный район возможно отделяется от основной залежи тектоническим разломом. В первую очередь рекомендуется бурение скважины №54, и при положительных результатах бурение скважины №55.

Таблица 11.1 - Дорожная карта проведения мероприятий по бурению оценочных скважин

Мероприятие	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Бурение эксплуатационной скважины №48										
Бурение оценочной скважины ОС-1										
Бурение эксплуатационной скважины №47										
Бурение эксплуатационной скважины №49										
Бурение эксплуатационной скважины №27Д										
Бурение оценочной скважины №51										
Бурение эксплуатационной скважины №50										
Бурение оценочной скважины №52										
Бурение оценочной скважины №53										
Бурение эксплуатационной скважины №14Д										
Бурение оценочной скважины №54										
Бурение эксплуатационной скважины №45										
Бурение оценочной скважины №55										

12. ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

12.1 Выполнение обязательств по обеспечению ликвидации последствий недропользования

Месторождение Лактыбай разрабатывается ТОО «Казахтуркмунай», имеющее Контракт – Дополнение №4 к Договору №1 от 31 мая 1994г на разведку, разработку, добычу, переработку и сбыт нефти, в соответствии с лицензией серии МГ №42 (нефть) между Министерством Энергетики РК и ТОО «Казахтуркмунай». Контракт действителен до 14.10.2041 года (на основании Приказа МЭ РК №260 от 31.03.2015г о продлении срока Договора №1 на разведку, добычу, совмещенную разведку и добычу углеводородного сырья).

На 01.01.2026г фактическая накопленная сумма отчисления составляет **206 219,904 тыс. тенге.**

Все приведенные в рамках настоящего проекта стоимости ликвидации приняты на основе «Проекта ликвидации последствий деятельности недропользования на месторождении Лактыбай ТОО «Казахтуркмунай» по Актыбинской области РК» составленной ТОО «СтройРекламПроект».

Согласно пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании 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.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

Согласно пункту 4 статьи 128 Кодекса «О недрах и недропользовании», финансирование работ по ликвидации технологических объектов, проводимых вне рамок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, осуществляется за счет средств недропользователя. Таким образом, при расчете необходимой суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования в расчете необходимо учитывать только существующие технологические объекты (в том числе скважины) на момент завершения контракта.

Расчет стоимости ликвидации скважин составлен на основании плана ликвидационных работ. Стоимость ликвидационных работ на одну скважину составляет

30 654 024 тенге. Ликвидации подлежат 12 скважин, из них 7 добывающих 3 нагнетательных, 1 скважина в бездействии скважин, 1 скважина оценочная. 3 водозаборных скважин, стоимость ликвидации водозаборной скважины 1 235 279 тенге.

Таблица 12.1.1 – Расчет размера суммы ликвидации промысловых объектов и оборудования (рекомендуемый вариант)

Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. тенге
Ликвидация объектов на месторождении Лактыбай	11 905,371
Ликвидация дорог на месторождение Лактыбай	59 224,302
Ликвидация скважин на месторождении Лактыбай	367 848,288
Ликвидация водозаборных скважин	3 705,839
Ликвидация трубопроводов (газопровод) на месторождении Лактыбай	72 146,025
Утилизация на месторождении Лактыбай	72 566,861
Рекультивация земли после ликвидации на месторождении Лактыбай	3 562,416
Ликвидация высоковольтных наземных линий на месторождение Лактыбай	6 085,134
Всего по сметному расчету	597 044,237

Ниже приведена сводная таблица стоимости ликвидации.

Таблица 12.1.2 - Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения

Наименование работ	Ед. изм.	Сумма 2026г
Ликвидация скважин	тыс. тенге	371554,127
Ликвидация промысловых объектов и оборудования	тыс. тенге	221927,693
Рекультивация земли	тыс. тенге	3562,416
Ликвидационный фонд	тыс. тенге	597044,237
Накопленные ликвидационные отчисления на 2026г.	тыс. тенге	206 219,904
Остаточные ликвидационные отчисления	тыс. тенге	390 824,333
Ликвидационные отчисления с учетом инфляции	тыс. тенге	766 889,097
Проектная накопленная добыча нефти за период 2026-2042гг	тыс. тонн	1255,181
Базовый норматив отчислений в Ликвидационный фонд	тенге/тонну	610,979

Согласно пункту 6 статьи 126 Кодекса, исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада, за исключением недропользователей, проводящих разведку углеводородов на море.

Согласно пункту 8 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи, формируется посредством вноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемыми объемам добычи углеводородов.

Учитывая вышесказанное, в рамках настоящего отчета расчет отчислений в ликвидационный фонд проведен путем отношения накопленной добычи нефти, начиная с 2026г до конца рентабельного периода, на сумму ликвидационных отчислений для накопления.

Таблица 12.1.3 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд

Годы	Добыча нефти	Норматив отчислений	Ежегодные отчисления в ликвидационный фонд
------	--------------	---------------------	--

	тыс.т	тенге/тонну	тыс.тенге
2026	87,731	610,979	53601,516
2027	90,865	610,979	55516,793
2028	99,923	610,979	61050,552
2029	105,737	610,979	64603,224
2030	107,306	610,979	65561,460
2031	98,304	610,979	60061,781
2032	100,196	610,979	61217,651
2033	84,819	610,979	51822,381
2034	78,123	610,979	47731,556
2035	71,046	610,979	43407,773
2036	69,068	610,979	42199,314
2037	60,085	610,979	36710,392
2038	52,019	610,979	31782,672
2039	45,054	610,979	27527,032
2040	39,490	610,979	24127,332
2041	34,771	610,979	21244,524
2042	30,644	610,979	18723,143
Всего	1255,181	610,979	766889,097

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

а) Опубликованная литература

1. *Правительство РК* Экологический кодекс Республики Казахстан, утверждённый постановлением Правительства РК №212 от 09.01.2007г;
2. *Правительство РК* Кодекс «О недрах и недропользовании», утверждённый постановлением Правительства РК №125-VI от 27 декабря 2017г;
3. *Правительство РК* «Инструкции по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую природную среду при разработке предплановой, предпроектной и проектной документации» №204-п. от 28.06.2007г;
4. *Правительство РК* Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира», от 21.10.1993г;
5. *Правительство РК* Водный кодекс Республики Казахстан, от 09.07.2003г;
6. *Правительство РК* Земельный кодекс от 20.06.2003г;
7. *Правительство РК* «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные постановлением Правительства РК №237 от 20.03.2015г
8. *Правительство РК* «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные постановлением Правительства РК №202 от 03.02.2012г
9. *МООС РК* «Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин, утвержденные Приказом МООС РК №129-Ө от 03.05.2012г, г. Астана, 2012г
10. *Правительство РК* РНД 03.1.03.01-96. Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства;
11. *Правительство РК* РНД 211.2.02.04-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», Астана, 2004г;
12. *Правительство РК* РД 39-133-94. «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше»;
13. *Правительство РК* «Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей», Астана, 2007г;
14. *Правительство РК* Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения» от 23.04.1998г №219-1
15. *МЭ РК* «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» утвержденный приказом МЭ РК №239 от 15.06.2018г;
16. *МЭ РК* «Методические рекомендации по составлению базовых проектных документов, анализов разработки» утвержденный приказом МЭ РК №329 от 24.08.2018г.

б) Фондовая литература

17. Сатыбалдиев Г.Т. и др. «Проект пробной эксплуатации месторождения Лактыбай», НИПИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 1995г;
18. Бабашева М.Н. Анищенко Л.В. и др. «Подсчет запасов нефти, растворенного в нефти газа и попутных компонентов месторождения Лактыбай по состоянию на 01.05.2002г», ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2002г;
19. Бисенгалиева Г.Т., Муханов М.Т., Нарекоева К.Б. и др. «Технологическая схема разработки месторождения Лактыбай», ТОО «ЦТИ», г. Атырау, 2003г;
20. Нурбаев С.Т., Жоламанова Б.Ж. и др. «Анализ разработки месторождения Лактыбай», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2006г;
21. Нурбаев С.Т. Утесинова Х.Р. и др. «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Лактыбай» на 01.05.2010г, ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2010г;
22. Коштаева Ш.К., Амангали С.А., Абуев Р.Б. и др. «Прирост запасов нефти и растворенного газа месторождения Лактыбай Актыбинской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.01.2011г», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2011г;
23. Каирбеков С.Б., Утесинова Х.Р. и др. «Анализ разработки месторождения Лактыбай», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2013г;
24. Рамазан А.У., Елемесова А.М. и др. «Прирост запасов нефти и растворенного газа месторождения Лактыбай Актыбинской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.09.2015г», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2016г;
25. Рамазан А.У., Дауиржан Д. и др. «Анализ разработки месторождения Лактыбай», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2016г;
26. Уткилбаев Н., Джаксылыков Т.С., Башев А.А. и др. «Анализ разработки месторождения Лактыбай», Филиал ТОО «НИИ ТДБ «Казмунайгаз» «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2018г;
27. Джаксылыков Т.С., Башев А.А., Сагызбай М.К. и др. «Авторский надзор за реализацией проектного документа разработки месторождения Лактыбай», Филиал ТОО «КМГ инжиниринг» «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2019г;
28. ТОО «КазахТуркМунай» Фактические промысловые материалы, производственные отчеты ТОО «КазахТуркМунай».
29. Хажитов В.З., Сагызбай М.К. и др. «Проект разработки месторождения Лактыбай», АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2021г;
30. Хажитов В.З., Сагызбай М.К. и др. «Анализ разработки месторождения Лактыбай», АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2022г.

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 2.3.1 – Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях по скважинам

№/№г	№Скв.	Altitude	Горизонт	Блок	и.п. кровля m	и.п. подошва m	абс. Отм. и.п. кровля m	абс. Отм. и.п. подошва m	абс. Отм середины и.п. m	Тип пробы	Глубина отбора	Дата отбора	Температура исследования проб °C	Давление исследования проб МПа	Давление насыщения МПа	Газосодержание m3/m3	Газосодержание m3/t	Объемный коэффициент	Пересчетный коэффициент	Плотность пластовая kg/m3	Коэффициент сжимаемости 10 [^] ^-	Вязкость пластовой нефти mPa*s	Плотность сепарированная kg/m3	Ср. коэф. Растворимсти m3/m3 МПа	Относительная плотность газа по воздуху	Усадка %	Организация
Поднадвиговая зона																											
1	40	155.5	I	1	4348	4508	-4192.5	-4352.5	-4273	глуб.	4240	16.06.11	87.0	32.9	10.4	64.6	76.5	1.189	0.841	784.5	16.3	0.8	844.3	6.7	1.493	15.9	НИПИ нефтегаз
2	40	155.5	I	1	4348	4508	-4192.5	-4352.5	-4273	глуб.	4008	16.06.11	87.0	32.9	9.7	55.9	66.2	1.160	0.862	801.9	13.7	0.1	844.3	5.4	1.520	13.8	
3	40	156	I	1	4310	4508				глуб.		31.10.22	89.2	36.1	11.9	94.2	110.7	1.272	0.786	753.2	26.4	0.8	850.5	7.9	0.943	21.4	
Среднее значение по I горизонту I блоку:													87.7	33.9	10.7	71.6	84.5	1.207	0.830	779.9	18.8	0.6	846.4	6.6	1.319	17.0	
4	34	156.7	II	1	4595	4612	-4438.3	-4455.3	-4447	глуб.	3500	19.01.95	100*	71.6	14.5	113.0	138.3	1.290	0.775	735.4	20.2	1.6	817.1		1.190	22.5	ТОО НИИ "КМГ"
5	34*	156.7	II	1	4500	4612	-4343.3	-4455.3	-4399	глуб.	4430	25.10.13	76.3	49.1	44.8	455.8	544.2	2.230	0.448	567.6	23.4	0.2	837.4	10.2	0.785	55.2	ТОО НИИ "КМГ"
6	34*	156.7	II	1	4500	4612	-4343.3	-4455.3	-4399	глуб.	4430	25.10.13	76.3	49.1	44.6	449.0	538.0	2.220	0.450	567.7	26.7	0.2	834.6	10.1	0.798	55.0	
7	34	156.7	II	1	4595	4612	-4438.3	-4455.3	-4447	реком.		18.07.15	76.8	72.0	13.0	114.2	137.4	1.270	0.787	739.0	20.3	1.2	831.0	8.7	0.786	21.3	ТОО НИИ "КМГ"
8	34	156.7	II	1	4500	4612	-4343.3	-4455.3	-4399	реком.		10.06.16	77.0	72.0	12.4	103.2	126.6	1.256	0.796	727.0	18.8	1.0	815.0	8.3	0.792	20.4	ТОО НИИ "КМГ"
Среднее значение по II горизонту I блоку:													76.9	71.9	13.3	110.1	134.1	1.272	0.786	733.8	19.8	1.3	821.0	8.5	0.923	21.4	
Надвиговая зона																											
9	27	152.5	II	2	3972	3983	-3819.5	-3830.5	-3825	глуб.	3500	01.03.93	77.5	60.8	10.0	97.0	117.7	1.250	0.800	757.3	18.4	0.7	824.2		1.230	20.0	Аспан
10	37	176.8	II	2	3954	3980	-3777.2	-3803.2	-3790	глуб.	3000	18.01.95	81.0	70.6	20.9	171.0	207.5	1.410	0.709	710.7	19.9	1.1	824.0		1.040	29.1	
11	37*	176.8	II	2	3954	3980	-3777.2	-3803.2	-3790	глуб.	3800	22.06.07	75.4	35.1	13.6	157.0	188.2	1.460	0.685	700.1	27.0	0.7	834.2	11.5	0.988	31.5	ТОО НИИ "КМГ"
12	37*	176.8	II	2	3954	3980	-3777.2	-3803.2	-3790	глуб.	3800	22.06.07	75.4	35.1	13.7	161.7	193.7	1.468	0.681	699.4	27.6	0.7	834.9	11.8	0.990	31.9	
13	37*	176.8	II	2	3954	3980	-3777.2	-3803.2	-3790	глуб.	3800	22.06.07	75.4	35.1	12.8	143.0	170.2	1.438	0.695	702.2	24.4	0.8	840.5	11.2	0.982	30.5	НИПИ нефтегаз
14	37*	176.8	II	2	3954	3980	-3777.2	-3803.2	-3790	глуб.	3800	19.09.12	75.0	20.9	20.3	216.3	263.3	1.525	0.656	713.9	36.4	0.5	821.5	10.7	1.235	34.4	
15	37*	176.8	II	2	3954	3980	-3777.2	-3803.2	-3790	глуб.	3800	19.09.12	75.0	20.9	20.9	229.3	277.9	1.485	0.673	712.4	34.9	0.4	825.1	11.0	0.923	32.7	
16	37*	176.8	II	2	3954	3980	-3777.2	-3803.2	-3790	глуб.	3800	19.09.12	75.0	20.9	20.5	241.4	288.1	1.528	0.654	720.3	44.6	0.5	837.8	11.8	1.087	34.6	ТОО НИИ "КМГ"
17	41	158.7	II	2	3862	3876	-3703.3	-3717.3	-3710	реком.		18.07.15	76.8	70.0	11.9	131.3	158.9	1.290	0.775	732.5	19.2	1.1	826.0	9.1	0.905	22.5	
18	41	158.7	II	2	3862	3876	-3703.3	-3717.3	-3710	реком.		10.06.16	79.6	68.0	11.4	110.1	134.6	1.293	0.773	729.0	18.6	1.0	818.0	9.7	0.943	22.7	ТОО НИИ "КМГ"
Среднее значение по II горизонту II блоку:													78.7	67.4	13.5	127.3	154.7	1.311	0.764	732.4	19.0	1.0	823.1	9.4	1.030	23.6	
19	41	158.7	IV	2	4006	4082	-3847.3	-3923.3	-3885	глуб.	3970	09.10.13	76.3	60.1	25.4	249.2	303.7	1.850	0.541	587.7	10.5	0.5	820.6	10.2	1.075	45.9	ТОО НИИ "КМГ"
20	41	158.7	IV	2	4006	4082	-3847.3	-3923.3	-3885	глуб.	4035	13.01.19	83.1	72.0	24.2	244.1	296.2	1.660	0.602	652.0	29.3	0.6	824.0	10.1	0.878	39.8	ТОО НИИ "КМГ"
21	41	158.7	IV	2	4006	4082	-3847.3	-3923.3	-3885	глуб.	4035	20.09.20	79.4	60.0	24.0	249.9	303.0	1.665	0.601	680.0	36.1	0.5	825.0	10.4	0.858	39.9	ТОО НИИ "КМГ"
22	41	158.7	IV	2	4006	4082	-3847.3	-3923.3	-3885	глуб.	4035	20.09.20	79.4	60.0	24.1	303.0	367.2	1.649	0.606	681.0	36.0	0.5	825.0	10.4	0.854	39.4	ТОО НИИ "КМГ"
23	41	159	IV	2	4006	4082				глуб.	4017	27.05.2024	81.2	40.0	23.7	250.7	303.5	1.802	0.555	653.7	45.5	0.3	826.0	10.6	1.041	44.5	ТОО НИИ "КМГ"
24	46	158.7	IV	2	4101.8	4134				глуб.	4075	30.09.2024	78.0	59.7	22.2	223.1	270.6	1.666	0.600	686.2	39.5	0.5	824.5	10.1	0.898	39.98	ТОО НИИ "КМГ"
Среднее значение по IV горизонту II блоку:													80.2	62,9	23.6	254.2	308.1	1.688	0.593	670.6	37.3	0.5	824.9	10.3	0.906	40.7	

Таблица 2.3.2 – Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях по скважинам

№ п/п	№№скв.	и.п. кровля m	и.п. подошва m	Дата отбора	Горизонт	Блок	Плотность, г/см3	Групповой углеводородный состав, %				Парафин		Кислотное число	Температура, °С		Кинематическая вязкость, мм²/с					Начало кипения	Фракционный состав по Энглеру, %				
								Смол силикагел	Асфальтенов	Серы	Коксусеомсть	%	Т _{плав}		Застывания	Вспышки	20°С	30°С	40°С	50°С	100°С		100.0	150.0	200.0	250.0	300.0
Поднадвиговая зона																											
1	32	4540	4560		I	1	0.837		1.60	0.1		0.4			-5.0	5.0	10.8		5.4	4.7		46.0	10.1	23.0	29.0	38.2	45.2
2	32	4540	4560		I	1	0.835	9.0	1.20	0.1		0.4			-5.0	5.0	12.1		6.1	5.3	4.3	47.0	9.5	20.0	27.0	35.5	42.5
3	32	4540	4560		I	1	0.839	8.0	1.40	0.1		0.4			-5.0	5.0	11.4		5.9	4.4	3.9	46.0	10.0	21.5	28.0	36.7	43.8
4	40	4310	4508	31.10.22	I	1	0.851	12.0	0.15	0.9	3.1	1.6	57.0	0.1	-39.0	-7.0	12.6	9.0	6.8	5.3		45.0	5.0	13.0	26.0	28.0	39.0
Среднее значение по I горизонту I блока:							0.840	9.7	1.09	0.3	3.1	0.7	57.0	0.1	-13.5	2.0	11.7	9.0	6.0	4.9	4.1	46.0	8.7	19.4	27.5	34.6	42.6
5	32*				II	1	0.877	10.0	2.60	0.1		5.4				3.0	22.4		11.5	9.4	7.8	55.0	2.9	8.9	18.5	29.2	39.7
6	32*				II	1	0.853	6.0	2.00	0.1		5.4					14.6		7.3	6.5	4.9	53.0	5.1	17.3	27.1	37.8	48.4
7	34*	4595	4614	19.01.95	II	1	0.814	4.8	0.21	0.3	0.6	1.9				2.0	7.5	5.2	3.6	4.0		28.0	12.0	21.0	34.5	42.5	50.0
8	34	4595	4614	19.01.95	II	1	0.841		0.22								11.1			6.0		96.0					
9	34	4500	4612	25.10.13	II	1	0.839	7.8		0.1	1.4	1.3	55.2	0.4	-7.0	-20.0	12.5	8.0	5.6	4.4		85.0	1.0	11.0	24.0	33.0	40.0
10	34	4500	4612	18.07.15	II	1	0.830	6.5		0.1	0.7	0.3	56.4	0.0	-20.0	-7.0	7.2	5.4	4.2	3.4		50.0	6.0	16.0	26.0	33.0	43.0
11	34	4500	4612	10.06.16	II	1	0.830	6.6		0.1	0.7	0.5	56.0	0.0	-28.0	-15.0	7.5	5.4	4.3	3.5		60.0	6.0	19.0	29.0	38.0	51.0
Среднее значение по II горизонту I блока:							0.835	7.0	0.22	0.1	0.9	0.7	55.9	0.1	-18.3	-14.0	9.6	6.2	4.7	4.3		72.8	4.3	15.3	26.3	34.7	44.7
Надвиговая зона																											
12	14	3916	3933		I	2	0.874	2.6	0.09	0.4	0.9	1.7				36.0	12.5	9.5	8.5	6.0	2.5	105.0		14.2	22.4	34.4	48.4
13	14	3916	3933		I	2	0.845	3.4	0.07	0.4	1.1	1.7			-20.0	33.0	12.7	9.0	6.8	5.0	2.4	92.0	1.0		27.4	38.4	50.4
14	15	3782	3796		I	3	0.861		2.02	0.6							23.7			8.4		120.0					42.0
15	14	3916	3933	14.06.90	I	2	0.862	5.5	0.78	0.5		0.9			-7.0		15.2					141.0		6.0			
16	15	3682	3706	02.02.91	I	3	0.867	4.0	0.04	0.6	2.6	1.7			-5.0	42.0	31.8	18.5	13.1	9.7	3.5	122.0			20.4	31.2	44.8
17	36*	3690	3715		I	2	0.845		0.61	0.1							13.2			6.7				12.8			
Среднее значение по I горизонту II-III блоков:							0.859	3.9	0.60	0.4	1.5	1.5			-10.7	37.0	18.2	12.3	9.5	7.1	2.8	116.0	1.0	11.0	23.4	34.7	46.4
18	14	4012	4025		I-A	2	0.834	6.0	0.08	0.3	0.8	1.5			-20.0	12.0	8.2	5.4	5.1	3.6	1.9	70.0	4.4	17.2	28.2	38.6	52.6
19	14	4012	4025		I-A	2	0.834	6.0	0.61	0.2		1.3				17.0	11.5		5.7	4.7		70.0	3.6		26.3	36.1	51.7
Среднее значение по I-A горизонту II блока							0.834	6.0	0.35	0.3	0.8	1.4			-20.0	14.5	9.9	5.4	5.4	4.1	1.9	70.0	4.0	17.2	27.3	37.4	52.2
20	16*	3881	3914	13.08.91	I-A	3	0.869	6.3	0.27		2.7				-84.0	4.0	14.6	28.6	19.3	8.3	4.2	194.0				14.4	31.2
21	16**	3960	4002		II	3	0.859				0.6				-9.0	56.0	24.3	17.1	12.0	8.9	3.2	156.0			11.2	23.2	38.8
22	27	3983	3972		II	2	0.846	5.0	0.11	0.3	1.7	4.3*				14.0	11.4			4.3					34.4		41.3
23	27	3983	3972		II	2	0.847	16.0	0.20	0.1		4.9*			-2.0		18.6			8.0		70.0					46.2
24	27	3968			II	2	0.845	16.0		0.1		5*				8.0	12.7		6.6	5.3		70.0	1.0		22.8	33.6	46.0
25	37	3954	3980		II	2	0.829	8.0	0.29	0.3	1.5	2.95*				3.0	8.3	6.3	5.6	4.4		28.0	10.0	22.0	34.0	40.5	47.5
26	37	3954	3980		II	2	0.830	8.2	0.31	0.3	1.5	2.99*				2.0	8.8	7.5	5.7	4.6		28.0	10.5	21.5	34.5	39.8	47.0
27	37	3954	3980		II	2	0.833	8.5	0.32	0.3	1.5	3.05*					9.1	8.1	5.8	4.9		28.0	9.5	21.0	32.2	39.0	46.0
28	37	3954	3980		II	2	0.831	8.1	0.27	0.3	1.5	3*				1.0	8.7	7.4	5.7	4.6			30.0	21.4	32.8	39.7	46.7
29	37	3954	3980		II	2	0.825	2.0	2.40	0.1		0.7			-3.0	6.0	8.0		4.2	3.4		45.0	7.9	22.3	32.3	41.6	48.1
30	37	3954	3980		II	2	0.825	2.0	2.40	0.1		0.7				11.0	7.7		3.9	3.4		45.0	8.0	22.0	32.0	40.4	47.7
31	37	3954	3980		II	2	0.825			0.1		0.7					7.8		3.9	3.4		43.0	8.0	21.6	31.6	40.0	47.0
32	37	3954	3980		II	2	0.836	2.0	2.40							3.0	11.2		5.7	4.7		45.0	7.5	22.3	29.7	37.7	45.2
33	37*	3954	3980	22.06.07	II	2	0.861	11.2		0.2	2.9	2.98*			-20.0	41.0	27.2	17.6	12.2	9.3		150.0			10.0	21.0	37.0
34	37	3954	3980	22.06.07	II	2	0.834										7.6										
35	37	3954	3980	22.06.07	II	2	0.835										9.2										
36	37	3954	3980	22.06.07	II	2	0.841										9.8										
37	41	3862	3876	18.07.15	II	2	0.826	3.4		0.1	0.6	0.4	56.2	0.0	-20.0	-7.0	7.1	5.2	4.0	3.3		50.0	5.0	17.0	28.0	38.0	48.0
38	41	3862	3876	10.06.16	II	2	0.823	6.6		0.1	0.0	0.4	56.2	0.0	-28.0	-13.0	6.2	4.6	3.6	2.9		60.0	8.0	20.0	31.0	41.0	53.0
Среднее значение по II горизонту II блока:							0.833	7.1	0.97	0.2	1.2	0.6	56.2	0.0	-13.3	2.8	9.5	6.5	5.0	4.4		46.5	9.6	21.1	31.3	39.2	46.9
							0.823	2.0	0.11	0.1	0.0	0.4	56.2	0.0	-28.0	-13.0	6.2	4.6	3.6	2.9	0.0	28.0	1.0	17.0	22.8	33.6	41.3
							0.847	16.0	2.40	0.3	1.7	0.7	56.2	0.0	-2.0	14.0	18.6	8.1	6.6	8.0	0.0	70.0	30.0	22.3	34.5	41.6	53.0
39	27	4117	4170		IV	2	0.820	2.2	0.60	0.1		1.6				1.0	7.2		3.7	3.4		47.0	6.6	21.2	32.7	41.6	49.6

№ п/п	№№скв.	и.п. кровля m	и.п. подошва m	Дата отбора	Горизонт	Блок	Плотность, г/см3	Групповой углеводородный состав, %				Парафин		Кислотное число	Температура, °С		Кинематическая вязкость, мм²/с					Начало кипения	Фракционный состав по Энглеру, %				
								Смол силикател	Асфальтенов	Серы	Коксуемость	%	Т _{плав}		Застывания	Вспышки	20°С	30°С	40°С	50°С	100°С		100.0	150.0	200.0	250.0	300.0
42	14*	4220	4242		IV	2	0.844		0.06	0.1					113.0	14.1			6.1								
43	14*	4220	4242		IV	2	0.845			0.4		0.2			-7.0	1.0	13.6			6.2							
44	14	4220	4241	23.11.88	IV	2	0.832	2.4	0.01	0.3	0.8	1.0			-20.0	12.0	7.0	5.3	4.4	4.1	1.7	65.0	4.8	16.0	29.6	43.6	59.2
45	14	4220	4241	16.06.89	IV	2	0.832	5.5	0.54	0.1	0.4	1.5			-59.0	3.0	9.1	6.9	5.4	4.4	2.0	72.0	3.0	17.0	28.0	38.0	61.0
46	41	4006	4082	09.10.13	II	2	0.830	5.4		0.1	1.6	1.4	55.0	0.1	-7.0	-20.0	7.7	5.5	4.3	3.5		75.0	4.0	17.0	28.0	38.0	50.0
47	41	4006	4082	13.01.19	IV	2	0.825	4.9		0.1	0.5	0.9	55.0	0.0	-39.0	-24.0	6.8	5.0	3.9	3.2		45.0	10.0	22.0	33.0	42.0	52.0
48	41	4006	4082	20.09.20	IV	2	0.826	4.9		0.1	0.5	1.0	55.0	0.0	-30.0	-24.0	6.6	5.0	4.0	3.3		50.0	7.0	17.0	27.0	37.0	49.0
49	41	4006	4082	27.05.2024	IV	2	0.827	5.2	0.01	0.1	0.5	1.1	55.2	0.0	-36.0	-24.0	7.0	5.1	4.1	3.4		50.0	8.0	19.0	30.0	41.0	52.0
50	46	4101.8	4134	30.09.2024	IV	2	0.825	5.1	0.01	0.1	0.5	0.9	55.0	0.1	-36.0	-25.0	6.2	4.8	3.8	3.1		45.0	7.0	19.0	30.0	38.0	50.0
Среднее значение по IV горизонту II блока:							0.828	4.5	0.21	0.1	0.7	1.3	55.0	0.0	-29.6	-12.6	7.2	5.4	4.2	3.5	1.8	59.9	6.3	18.5	29.8	39.9	52.9
51	16	4257	4277	18.06.91	V	3	0.832	3.8		0.5	0.5				-3.0	-20.0	9.6	7.4	5.6	4.9	2.2	39.0	6.0	19.6	32.4	41.2	53.2
52	16	4257	4277	19.06.91	V	3	0.846										7.4					54.0					
Среднее значение по V горизонту III блока:							0.839	3.8		0.5	0.5				-3.0	-20.0	8.5	7.4	5.6	4.9	2.2	46.5	6.0	19.6	32.4	41.2	53.2

Таблица 2.3.3 – Физико-химические свойства и компонентный состав нефтяного газа по скважинам

№п/п	№№скв.	Интервал перфорации	Интервал отбора	Горизонт	Блок	Дата отбора	Состав газа, мол.%													Относительная плотность газа по воздуху	Плотность газа, кг/м³	Исполнитель
							метан	этан	пропан	изобутан	н-бутан	изопентан	н-пентан	гексан	гептан	C ₈ +высшие	Сероводород	азот	угл.газ			
Поднадвиговая зона																						
1	40	4348-4508	4240	I	I	16.06.11	35.7	18.2	24.4	4.4	10.0	2.5	2.4	1.3	0.2			0.5	0.4	1.239	1.493	НИПИ нефтегаз
2	40	4348-4508	4008	I	I	16.06.11	39.0	17.6	22.6	4.0	9.4	2.4	2.3	1.4	0.3			0.6	0.4	1.205	1.452	
3	40	4310-4508				31.10.2022	60.5	12.8	14.2	2.0	4.2	1.0	1.7	1.1	0.2	0.2		2.2	0.2	0.943	0.783	
Среднее значение по I горизонту:							45.1	16.2	20.4	3.5	7.9	2.0	2.1	1.2	0.2	0.2		1.1	0.3	1.129	1.243	
4	34	4595-4612	4430	II	I	25.10.13	75.4	8.2	6.0	1.1	2.5	0.8	0.9	0.8	0.3	0.0		3.6	0.3	0.785	0.652	ТОО "КМГ Инжиниринг"
5	34	4595-4612	4430	II	I	25.10.13	75.9	9.2	6.8	2.0	2.2	0.8	0.8	0.7	0.3	0.0		0.7	0.4	0.798	0.961	
6	34	4500	4612	II	I	18.07.15	71.8	12.4	9.0	1.3	2.1	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0		2.1	0.4	0.786	0.947	
7	34	4500	4612	II	I	10.06.16	71.7	13.5	9.5	1.2	1.9	0.4	0.4	0.1	0.1	0.0		1.0	0.1	0.792	0.954	
Среднее значение по II горизонту I:							73.7	10.8	7.8	1.4	2.2	0.6	0.6	0.4	0.2	0.0		1.9	0.3	0.790	0.878	
Надвиговая зона																						
8	37	3594-3980	3800	II	II	22.06.07	56.6	15.2	13.5	2.8	5.4	1.4	1.4	1.1	0.4	0.1		2.2	0.1	0.988	1.190	ТОО "КМГ Инжиниринг"
9	37	3954-3980	3800	II	II	22.06.07	56.8	15.2	13.3	2.8	5.3	1.4	1.4	1.1	0.4	0.1		2.2	0.1	0.990	1.193	
10	37	3954-3980	3800	II	II	22.06.07	56.9	15.1	13.4	2.7	5.3	1.4	1.4	1.0	0.5	0.1		2.2	0.1	0.982	1.183	
11	37	3954	3980	II	II	19.09.12	53.8	16.2	15.8	2.8	6.4	1.6	1.6	1.0	0.3	0.0		0.3	0.1	1.488	1.792	
12	37	3954	3980	II	II	19.09.12	73.9	13.9	7.5	0.8	1.7	0.3	0.3	0.3	0.2	0.0		0.7	0.2	0.923	1.112	
13	37	3954	3980	II	II	19.09.12	65.5	11.7	10.7	1.8	4.4	1.2	1.3	1.0	0.4	0.0		1.9	0.2	1.087	1.309	
14	41	3862	3876	II	II	18.07.15	64.6	10.8	11.8	2.2	4.6	1.1	1.1	0.5	0.2	0.0		3.0	0.2	0.905	1.090	
15	41	3862	3876	II	II	10.06.16	62.3	11.2	12.3	2.2	4.5	1.7	1.8	0.6	0.3	0.0		3.1	0.0	0.943	1.136	
Среднее значение по II горизонту II блоку:							61.3	13.7	12.3	2.3	4.7	1.3	1.3	0.8	0.3	0.0		2.0	0.1	1.038	1.251	
16	41	4006-4082	3970	IV	II	09.10.13	66.5	12.2	9.5	1.9	4.3	1.3	1.4	1.0	0.3	0.0		1.5	0.2	0.892	1.075	
17	41	4006-4082	4035	IV	II	13.01.19	66.3	12.7	10.0	2.0	4.4	1.3	1.4	0.3	0.1	0.0		1.4	0.2	0.878	1.058	
18	41	4006-4082	4035	IV	II	20.09.20	69.3	10.7	9.1	2.0	4.4	1.3	1.3	0.1	0.1	0.0		1.4	0.3	0.858	1.034	
19	41	4006-4082	4035	IV	II	20.09.20	68.9	11.4	9.2	1.8	1.1	1.2	1.3	0.3	0.1	0.0		1.5	0.1	0.854	1.029	
20	41	4006-4082	4017	IV	II	27.05.2024	51.6	17.7	14.2	2.9	6.3	1.8	2.0	0.9	0.1	0.0	0.0	2.2	0.2	0.864	1.041	
21	46	4101.8-4134	4075	IV	III	30.09.2024	65.4	13.1	10.9	2.1	4.8	1.4	1.5	0.4	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.898	1.082	
Среднее значение по IV горизонту II блоку:							64.7	13.0	10.5	2.1	4.2	1.4	1.5	0.5	0.1	0.0	0.0	1.4	0.2	0.871	1.049	
22	16	4257-4247	3500	V	III	23.05.91	42.6	13.1	19.9	4.8	8.4					8.4		2.3	0.6	1.470	1.771	КазНИГРИ
23	16*	4257-4247	3500	V	III	23.05.91	76.2	4.7	5.8	1.2	2.1					2.3		7.5	0.3	0.893	1.076	
Среднее значение по V горизонту:							42.6	13.1	19.9	4.8	8.4					8.4		2.3	0.6	1.470	1.771	

Таблица П.4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по I объекту. 2 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	2	1	10,0	1	1	0	1	1	1	11,8	11,8	30,0
2027	0	0	0	2	0	10,0	0	0	0	1	1	1	9,1	10,7	40,0
2028	0	0	0	2	0	10,0	0	0	0	1	1	1	7,7	9,8	45,0
2029	1	1	0	3	0	15,0	0	0	0	2	2	1	18,9	21,6	60,0
2030	0	0	0	3	0	15,0	0	0	0	2	2	1	36,2	40,7	60,0
2031	0	0	0	3	0	15,0	0	0	0	2	2	1	32,4	37,4	60,0
2032	0	0	0	3	0	15,0	0	0	0	2	2	1	29,0	34,2	60,0
2033	0	0	0	3	0	15,0	0	0	0	2	2	1	25,9	31,1	60,0
2034	0	0	0	3	0	15,0	0	0	0	2	2	1	23,2	28,3	60,0
2035	1	1	0	4	0	20,0	0	0	0	3	3	1	22,5	27,4	60,0
2036	1	1	0	5	0	25,0	0	1	0	3	3	1	27,2	33,6	60,0
2037	0	0	0	5	0	25,0	0	0	0	3	3	1	27,0	36,2	60,0
2038	0	0	0	5	0	25,0	0	0	0	3	3	1	23,8	33,2	60,0
2039	0	0	0	5	0	25,0	0	0	0	3	3	1	20,9	30,5	60,0
2040	0	0	0	5	0	25,0	0	0	0	3	3	1	18,4	27,9	60,0
2041	0	0	0	5	0	25,0	0	0	0	3	3	1	16,3	25,6	60,0

Таблица П.4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по I объекту. 2 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	4,3	1,0	2,0	204,3	48,8	0,154	4,3	4,3	204,4	4,3	0,0	4,9	4,9	81,0	1,7	0,953	14,183
2027	3,1	0,8	1,5	207,4	49,5	0,156	3,7	3,7	208,1	8,0	14,8	13,9	18,8	280,4	6,4	0,752	14,935
2028	2,7	0,6	1,3	210,1	50,1	0,158	3,4	3,4	211,5	11,4	21,3	15,6	34,4	349,6	11,6	0,694	15,629
2029	8,0	1,9	3,8	218,1	52,1	0,164	9,2	9,2	220,7	20,6	12,7	20,8	55,2	168,4	17,8	2,241	17,869
2030	25,1	6,0	12,5	243,2	58,1	0,183	28,2	28,2	248,9	48,8	11,0	20,8	76,0	54,3	21,9	6,714	24,584
2031	22,5	5,4	12,8	265,7	63,4	0,200	25,9	25,9	274,9	74,8	13,3	20,8	96,8	59,6	25,3	5,722	30,306
2032	20,1	4,8	13,1	285,8	68,2	0,215	23,7	23,7	298,5	98,5	15,2	20,8	117,6	65,7	28,4	4,877	35,183
2033	18,0	4,3	13,5	303,8	72,5	0,228	21,6	21,6	320,1	120,0	16,7	20,8	138,4	72,5	31,3	4,158	39,341
2034	16,1	3,8	14,0	319,9	76,3	0,241	19,6	19,6	339,7	139,6	18,0	20,8	159,2	80,1	34,0	3,545	42,886
2035	17,7	4,2	17,8	337,5	80,6	0,254	21,5	21,5	361,2	161,2	17,9	20,8	180,0	73,0	36,2	3,712	46,598
2036	24,9	5,9	30,5	362,4	86,5	0,272	30,7	30,7	391,9	191,8	18,9	20,8	200,8	51,4	37,3	4,979	51,577
2037	26,6	6,4	47,1	389,0	92,8	0,293	35,7	35,7	427,6	227,5	25,3	20,8	221,6	45,2	38,0	5,083	56,660
2038	23,4	5,6	78,1	412,4	98,4	0,310	32,8	32,8	460,3	260,2	28,5	20,8	242,5	49,8	38,7	4,260	60,920
2039	20,6	4,9	100,0	433,1	103,4	0,326	30,1	30,1	490,4	290,3	31,4	20,8	263,3	54,8	39,7	3,574	64,494
2040	18,2	4,3	100,0	451,2	107,7	0,339	27,5	27,5	517,9	317,8	34,0	20,8	284,1	60,4	40,7	3,004	67,498
2041	16,0	3,8	100,0	467,3	111,5	0,351	25,2	25,2	543,1	343,0	36,4	20,8	304,9	66,6	41,8	2,527	70,025

Таблица П.4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин по II объекту. 2 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	1	1	0	4	2	30,7	1	2	0	3	2	1	57,8	58,0	106,6
2027	1	1	0	5	0	34,9	0	0	0	4	4	1	52,4	54,1	115,9
2028	0	0	0	5	0	34,9	0	0	0	4	4	1	48,2	50,5	130,1
2029	0	0	0	5	0	34,9	0	0	0	4	4	1	40,5	43,5	124,7
2030	0	0	0	5	0	34,9	0	0	0	4	4	1	34,0	37,4	118,2
2031	1	1	0	6	0	39,1	0	0	0	5	5	1	31,4	35,6	118,3
2032	1	1	0	7	0	43,3	0	0	0	6	6	1	32,1	39,9	133,8
2033	0	0	0	7	0	43,3	1	1	0	5	5	2	27,0	38,4	113,3
2034	1	1	0	8	0	47,5	0	0	0	6	6	2	22,4	36,8	96,6
2035	0	0	0	8	0	47,5	0	0	0	6	6	2	19,2	35,0	88,5
2036	0	0	0	8	0	47,5	0	0	0	6	6	2	15,8	33,0	81,6
2037	0	0	0	8	0	47,5	0	0	0	6	6	2	13,1	31,1	75,8
2038	0	0	0	8	0	47,5	0	0	0	6	6	2	10,8	29,5	70,8
2039	0	0	0	8	0	47,5	0	1	0	5	5	2	9,7	30,7	66,1
2040	0	0	0	8	0	47,5	0	1	0	4	4	2	8,8	32,2	62,2
2041	0	0	0	8	0	47,5	0	0	0	4	4	2	7,3	30,9	59,2

Таблица П.4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по II объекту. 2 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	48,7	3,3	14,2	1198,6	80,3	0,253	48,8	32,5	1199,2	32,5	0,2	17,5	17,5	21,9	0,9	10,711	126,244
2027	60,1	4,0	20,4	1258,7	84,3	0,265	62,1	62,1	1261,2	94,6	3,2	40,2	57,7	40,0	2,8	14,327	140,571
2028	66,8	4,5	28,5	1325,6	88,8	0,280	70,1	70,1	1331,3	164,7	4,7	45,1	102,8	40,0	4,7	17,267	157,838
2029	56,2	3,8	33,5	1381,7	92,5	0,291	60,3	60,3	1391,7	225,0	6,9	43,3	146,1	45,0	6,4	15,719	173,556
2030	47,2	3,2	42,4	1429,0	95,7	0,301	51,9	51,9	1443,6	276,9	9,1	41,0	187,0	50,0	7,9	14,314	187,871
2031	46,4	3,1	72,4	1475,3	98,8	0,311	52,6	52,6	1496,2	329,5	11,8	41,0	228,0	50,0	9,3	13,727	201,598
2032	58,1	3,9	100,0	1533,4	102,7	0,323	72,1	72,1	1568,3	401,7	19,5	46,4	274,5	42,7	10,8	16,781	218,379
2033	50,4	3,4	100,0	1583,8	106,1	0,334	71,7	71,7	1640,0	473,3	29,7	57,9	332,3	56,3	12,5	14,225	232,604
2034	39,6	2,7	100,0	1623,5	108,7	0,342	65,1	65,1	1705,1	538,4	39,1	67,0	399,3	75,2	14,6	10,911	243,515
2035	38,6	2,6	100,0	1662,1	111,3	0,351	70,3	70,3	1775,3	608,7	45,0	61,4	460,7	65,8	16,3	10,386	253,902
2036	31,8	2,1	100,0	1693,9	113,5	0,357	66,2	66,2	1841,5	674,8	51,9	56,6	517,4	66,8	17,7	8,347	262,249
2037	26,2	1,8	100,0	1720,1	115,2	0,363	62,5	62,5	1904,0	737,3	58,0	52,6	569,9	67,9	19,0	6,720	268,969
2038	21,7	1,5	100,0	1741,8	116,7	0,367	59,3	59,3	1963,3	796,6	63,4	49,1	619,0	69,0	20,2	5,420	274,389
2039	17,8	1,2	100,0	1759,5	117,9	0,371	56,2	56,2	2019,5	852,8	68,4	45,8	664,8	69,9	21,2	4,336	278,725
2040	14,6	1,0	100,0	1774,1	118,8	0,374	53,5	53,5	2073,0	906,3	72,7	43,1	708,0	71,0	22,2	3,477	282,203
2041	12,1	0,8	100,0	1786,2	119,6	0,377	51,2	51,2	2124,2	957,5	76,4	41,1	749,0	72,1	23,0	2,819	285,022

Таблица П.4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин по III объекту. 2 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	3	0	21,5	0	0	0	0	2	0	0	48,1	48,1	0,0
2027	0	0	0	3	0	21,5	0	0	0	0	2	1	0	39,9	39,9	0,0
2028	1	1	0	4	0	25,7	0	0	0	0	3	2	0	38,0	38,0	0,0
2029	0	0	0	4	0	25,7	0	0	0	0	3	3	0	40,0	40,0	0,0
2030	1	1	0	5	0	29,9	0	1	0	0	4	4	1	34,5	36,4	100,0
2031	0	0	0	5	0	29,9	0	0	0	0	4	4	1	30,2	34,0	100,0
2032	0	0	0	5	0	29,9	0	0	0	0	4	4	1	24,9	29,4	100,0
2033	1	1	0	6	0	34,1	1	0	1	0	4	4	2	22,5	26,2	100,0
2034	0	0	0	6	0	34,1	0	0	0	0	4	4	2	23,1	26,7	100,0
2035	0	0	0	6	0	34,1	0	0	0	0	4	4	2	20,2	24,7	100,0
2036	0	0	0	6	0	34,1	0	0	0	0	4	4	2	17,7	23,0	100,0
2037	1	1	0	7	0	38,3	0	0	0	0	5	5	2	16,3	22,0	100,0
2038	0	0	0	7	0	38,3	0	0	1	0	4	4	2	17,1	23,2	100,0
2039	0	0	0	7	0	38,3	0	0	0	0	4	4	2	16,0	23,4	100,0
2040	0	0	0	7	0	38,3	0	0	0	0	4	4	2	13,7	21,7	100,0
2041	0	0	0	7	0	38,3	0	0	0	0	4	4	2	11,8	20,2	100,0

Таблица П.4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки по III объекту. 2 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	34,7	8,0	17,0	265,5	61,0	0,061	34,7	0,0	265,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,645	39,439
2027	27,6	6,4	16,3	293,1	67,4	0,067	27,6	13,8	293,1	13,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,587	46,026
2028	30,4	7,0	21,4	323,5	74,4	0,074	30,4	20,3	323,5	34,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,848	53,874
2029	41,6	9,6	37,3	365,1	83,9	0,084	41,6	41,6	365,1	75,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,627	65,501
2030	38,4	8,8	54,9	403,5	92,7	0,093	40,6	40,6	405,7	116,2	5,4	16,4	16,4	21,0	2,0	11,623	77,124
2031	40,7	9,4	100,0	444,2	102,1	0,102	45,9	45,9	451,6	162,1	11,3	34,7	51,1	40,5	5,8	13,371	90,494
2032	33,7	7,7	100,0	477,8	109,8	0,110	39,7	39,7	491,3	201,8	15,2	34,7	85,8	47,9	8,9	10,613	101,107
2033	29,5	6,8	100,0	507,3	116,6	0,117	34,3	34,3	525,6	236,2	14,2	51,1	136,9	81,1	13,4	8,927	110,034
2034	32,0	7,4	100,0	539,3	124,0	0,124	37,1	37,1	562,7	273,3	13,7	69,4	206,2	101,6	18,9	9,322	119,356
2035	28,0	6,4	100,0	567,3	130,4	0,130	34,3	34,3	597,0	307,6	18,4	69,4	275,6	112,9	23,9	7,827	127,183
2036	24,5	5,6	100,0	591,8	136,1	0,136	31,9	31,9	629,0	339,5	23,2	69,4	344,9	124,8	28,6	6,585	133,768
2037	23,8	5,5	100,0	615,6	141,5	0,141	32,2	32,2	661,1	371,7	26,1	69,4	414,3	126,0	32,8	6,137	139,904
2038	25,8	5,9	100,0	641,4	147,5	0,147	35,1	35,1	696,2	406,8	26,4	69,4	483,6	115,7	36,6	6,407	146,312
2039	21,6	5,0	100,0	663,0	152,4	0,152	31,6	31,6	727,9	438,4	31,7	69,4	553,0	132,6	40,2	5,148	151,460
2040	18,5	4,3	100,0	681,5	156,7	0,157	29,3	29,3	757,1	467,7	36,7	69,4	622,3	148,0	43,8	4,240	155,700
2041	15,9	3,7	100,0	697,5	160,3	0,160	27,3	27,3	784,4	495,0	41,6	69,4	691,7	163,9	47,2	3,505	159,205

Таблица П.4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. 2 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	1	1	0	9	3	62,2	2	3	3	0	6	3	2	45,5	45,6	68,3
2027	1	1	0	10	0	66,4	0	0	0	0	7	6	2	41,6	42,7	77,9
2028	1	1	0	11	0	70,6	0	0	0	0	8	7	2	39,4	41,0	87,6
2029	1	1	0	12	0	75,6	0	0	0	0	9	9	2	37,1	39,0	92,4
2030	1	1	0	13	0	79,8	0	0	0	0	10	10	2	34,7	37,8	91,2
2031	1	1	0	14	0	84,0	0	0	0	0	11	11	2	31,1	35,3	92,8
2032	1	1	0	15	0	88,2	0	0	0	0	12	12	2	29,0	35,2	97,9
2033	1	1	0	16	0	92,4	2	2	2	0	11	11	4	25,3	33,0	94,8
2034	1	1	0	17	0	96,6	0	0	0	0	12	12	4	22,8	31,6	90,7
2035	1	1	0	18	0	101,6	0	0	0	0	13	13	4	20,2	30,2	87,4
2036	1	1	0	19	0	106,6	0	1	1	0	13	13	4	18,8	29,9	84,7
2037	1	1	0	20	0	110,8	0	0	0	0	14	14	4	17,2	29,3	82,3
2038	0	0	0	20	0	110,8	0	1	1	0	13	13	4	15,7	28,2	80,3
2039	0	0	0	20	0	110,8	0	1	1	0	12	12	4	14,4	28,3	78,4
2040	0	0	0	20	0	110,8	0	1	1	0	11	11	4	12,8	27,6	76,9
2041	0	0	0	20	0	110,8	0	0	0	0	11	11	4	11,0	26,0	75,7

Таблица П.4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. 2 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Добыча газа, млн.м³		ГФ, м³/т
		начальных	текущих				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		годовая	накопленная	годовая	накопленная	
2026	87,7	3,7	11,4	1668,4	71,1	0,160	87,8	36,8	1669,1	36,8	0,1	22,4	22,4	19,309	179,866	220,1
2027	90,9	3,9	13,4	1759,3	75,0	0,169	93,4	79,6	1762,5	116,4	2,7	54,1	76,5	21,665	201,531	238,4
2028	99,9	4,3	17,0	1859,2	79,2	0,178	103,9	93,8	1866,4	210,2	3,8	60,7	137,2	25,809	227,340	258,3
2029	105,7	4,5	21,7	1964,9	83,7	0,188	111,1	111,1	1977,5	321,2	4,8	64,1	201,3	29,586	256,927	279,8
2030	110,7	4,7	29,0	2075,7	88,4	0,199	120,7	120,7	2098,2	442,0	8,3	78,2	279,5	32,651	289,578	294,9
2031	109,6	4,7	40,4	2185,3	93,1	0,210	124,5	124,5	2222,7	566,4	11,9	96,5	376,0	32,820	322,398	299,5
2032	111,8	4,8	69,1	2297,1	97,9	0,220	135,5	135,5	2358,2	701,9	17,5	101,9	477,9	32,271	354,669	288,6
2033	97,9	4,2	100,0	2395,0	102,0	0,230	127,6	127,6	2485,8	829,5	23,3	129,8	607,6	27,310	381,979	279,0
2034	87,7	3,7	100,0	2482,7	105,8	0,238	121,8	121,8	2607,5	951,3	28,0	157,2	764,8	23,778	405,757	271,1
2035	84,3	3,6	100,0	2567,0	109,4	0,246	126,1	126,1	2733,6	1077,4	33,2	151,6	916,4	21,925	427,682	260,1
2036	81,2	3,5	100,0	2648,1	112,8	0,254	128,7	128,7	2862,4	1206,1	36,9	146,8	1063,1	19,911	447,593	245,3
2037	76,6	3,3	100,0	2724,8	116,1	0,261	130,3	130,3	2992,7	1336,5	41,2	142,7	1205,8	17,941	465,534	234,1
2038	70,9	3,0	100,0	2795,7	119,1	0,268	127,1	127,1	3119,8	1463,6	44,2	139,2	1345,1	16,087	481,621	226,9
2039	60,0	2,6	100,0	2855,6	121,7	0,274	117,9	117,9	3237,7	1581,5	49,1	136,0	1481,1	13,059	494,680	217,8
2040	51,3	2,2	100,0	2906,9	123,9	0,279	110,3	110,3	3348,0	1691,8	53,5	133,3	1614,4	10,721	505,401	209,1
2041	44,1	1,9	100,0	2951,0	125,7	0,283	103,8	103,8	3451,7	1795,5	57,5	131,2	1745,6	8,852	514,252	200,8

Таблица П.4.2.1 – Капитальные вложения (Вариант 2)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Оценочная скважина		4 995 749	4 995 749	-	-	-	-	-	-	-
Итого		4 995 749	4 995 749	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией		4 995 749	4 995 749	-	-	-	-	-	-	-
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)										
Ввод из бурения добывающих скважин	тыс.тг	52 793 964	1 267 512	4 684 223	4 684 223	4 684 223	4 684 223	4 684 223	4 684 223	4 684 223
Итого строительство скважин	тыс.тг	52 793 964	1 267 512	4 684 223	4 684 223	4 684 223	4 684 223	4 684 223	4 684 223	4 684 223
Итого с инфляцией	тыс.тг	61 629 635	1 267 512	4 684 223	4 684 223	4 684 223	4 684 223	4 988 697	5 312 963	5 684 870
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	122 552	61 276	0	0	0	0	0	0	61 276
Вывод из бездействия добывающих скважин	тыс.тг	329 799	329 799	0	0	0	0	0	0	0
ОРЗ	тыс.тг	35 000	0	0	0	0	35 000	0	0	0
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	53 281 315	1 658 587	4 684 223	4 684 223	4 684 223	4 719 223	4 684 223	4 684 223	4 745 499
Итого с инфляцией	тыс.тг	62 130 075	1 658 587	4 684 223	4 684 223	4 684 223	4 719 223	4 988 697	5 312 963	5 759 236
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО										
Обустройство промысла										
Обустройство скважины	тыс.тг	1 643 440	0	430 000	121 344	121 344	121 344	121 344	121 344	121 344
Байпасный переход нефтепровода	тыс.тг	248 219	248 219	0	0	0	0			
Система ППД на м/р Лактыбай+АН	тыс.тг	1 353 985	1 353 985	0	0	0	0			
Работы по реконструкции объектов на месторождении	тыс.тг	273 230	96 808	176 422	0	0	0	0	0	0
Услуги по контролю за строительно-монтажными работами проводимых на объектах	тыс.тг	90 966	30 966	15 000	15 000	15 000	15 000	0	0	0
НИР/ПИР	тыс.тг	175 000	0	0	0	25 000	0	25 000	0	25 000
Приобретение ОС	тыс.тг	30 000	30 000	0	0	0	0	0	0	0
Проект землеустроительных работ	тыс.тг	6 120	3 000	3 120	0	0	0	0	0	0
Совершенствование технологии ГРП	тыс.тг	12 076	2 119	2 292	2 463	2 633	2 570	0	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	3 833 037	1 765 098	626 834	138 807	163 977	138 914	146 344	121 344	146 344
Итого с инфляцией	тыс.тг	4 118 344	1 765 098	626 834	138 807	163 977	138 914	155 856	137 631	177 606
ВСЕГО	тыс.тг	62 110 100	8 419 434	5 311 057	4 823 030	4 848 200	4 858 136	4 830 567	4 805 567	4 891 843
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	71 244 169	8 419 434	5 311 057	4 823 030	4 848 200	4 858 136	5 144 554	5 450 594	5 936 842

Продолжение таблицы П.4.2.1

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19
Оценочная скважина		-	-	-	-	-	-	-	-
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией		-	-	-	-	-	-	-	-
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)									
Ввод из бурения добывающих скважин	тыс.тг	4 684 223	4 684 223	4 684 223	4 684 223	0	0	0	0
Итого строительство скважин	тыс.тг	4 684 223	4 684 223	4 684 223	4 684 223	0	0	0	0
Итого с инфляцией	тыс.тг	6 082 811	6 295 709	6 516 059	6 744 121	0	0	0	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0
Вывод из бездействия добывающих скважин	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0
ОРЗ	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	4 684 223	4 684 223	4 684 223	4 684 223	0	0	0	0
Итого с инфляцией	тыс.тг	6 082 811	6 295 709	6 516 059	6 744 121	0	0	0	0
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО									
Обустройство промысла									
Обустройство скважины	тыс.тг	121 344	121 344	121 344	121 344	0	0	0	0
Байпасный переход нефтепровода	тыс.тг					0	0	0	0
Система ППД на м/р Лактыбай+АН	тыс.тг					0	0	0	0
Работы по реконструкции объектов на месторождении	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0
Услуги по контролю за строительно-монтажными работами проводимых на объектах	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0
НИР/ПИР	тыс.тг	0	25 000	0	25 000	0	25 000	0	25 000
Приобретение ОС	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0
Проект землеустроительных работ	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0
Совершенствование технологии ГРП	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	121 344	146 344	121 344	146 344	0	25 000	0	25 000
Итого с инфляцией	тыс.тг	157 574	196 690	168 797	210 699	0	38 557	0	41 304
ВСЕГО	тыс.тг	4 805 567	4 830 567	4 805 567	4 830 567	0	25 000	0	25 000
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	6 240 385	6 492 399	6 684 857	6 954 820	0	38 557	0	41 304

Таблица П.4.2.2 - Бюджетная эффективность (Вариант 2)

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	3 907 646,44	80 221,04	103 863,50	128 169,44	152 379,22	179 350,34	202 502,84	227 056,31
Налог на имущество	тыс.тг	4 835 629,88	107 592,66	176 198,82	211 709,46	239 381,78	263 456,23	286 061,73	309 244,02
Прочие налоги	тыс.тг	210 058,71	8 986,63	9 570,76	10 192,86	10 906,36	11 669,81	12 078,25	12 500,99
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	57 453 952,66	0,00	3 268 471,31	3 595 561,41	3 805 553,17	3 985 382,24	3 944 862,48	4 186 674,75
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	50 411 580,66	0,00	3 242 531,06	3 567 025,21	3 775 350,37	3 953 752,22	3 913 554,05	3 993 699,21
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	18 517 772,24	155 292,41	1 167 311,18	1 284 129,07	1 359 126,13	1 423 350,80	1 408 879,46	1 495 240,98
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	8 431 077,41	0,00	1 168 302,24	1 322 163,66	1 306 165,69	1 265 313,23	1 101 597,65	1 162 623,50
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	162 471,84	0,00	73 598,89	66 958,11	24 260,49	0,00	0,00	0,00
Общие поступления Государству	тыс.тг	144 172 027,23	-592 902,32	9 265 858,71	10 247 668,28	10 739 205,43	11 152 982,82	10 942 719,21	11 462 783,89
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	24 999 634,48	1 028 168,54	1 484 672,13	1 547 911,04	1 688 877,81	1 834 080,11	1 894 441,81	1 969 493,35
Возврат НДС Государством	тыс.тг	24 005 763,05	-592 902,32	2 111 871,57	1 547 911,04	1 688 877,81	1 834 080,11	1 894 441,81	1 969 493,35
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	145 165 898,65	1 028 168,54	8 638 659,27	10 247 668,28	10 739 205,43	11 152 982,82	10 942 719,21	11 462 783,89

Продолжение таблицы П.4.2.2

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	2	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	253 080,46	280 648,15	309 835,56	320 679,80	352 647,57	343 520,22	333 321,96	321 989,02	318 381,02
Налог на имущество	тыс.тг	334 126,50	360 391,60	386 304,35	411 189,58	435 298,87	413 309,08	350 755,65	297 757,04	252 852,51
Прочие налоги	тыс.тг	12 938,52	13 391,37	13 860,07	14 345,17	14 847,26	15 366,91	15 904,75	16 461,42	17 037,57
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	4 346 433,72	4 038 469,18	4 017 778,64	4 252 320,33	4 147 001,11	3 959 773,65	3 450 312,20	3 426 715,86	3 028 642,60
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	3 726 366,36	3 338 681,53	3 407 479,09	3 474 117,92	3 278 780,13	3 201 410,13	2 704 988,27	2 431 950,73	2 401 894,37
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	1 358 260,54	1 262 021,62	1 255 555,83	1 250 682,45	1 219 706,21	1 164 639,31	1 014 797,71	901 767,33	797 011,21
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	621 615,60	334 789,17	165 356,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общие поступления Государству	тыс.тг	10 731 216,88	9 709 531,64	9 640 149,12	9 810 253,40	9 538 241,42	9 191 128,18	7 966 448,24	7 496 381,95	6 889 556,05
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	1 999 089,03	1 999 189,31	2 065 607,81	2 112 056,92	2 162 131,91	875 299,12	830 406,60	772 360,07	735 848,91
Возврат НДС Государством	тыс.тг	1 999 089,03	1 999 189,31	2 065 607,81	2 112 056,92	2 162 131,91	875 299,12	830 406,60	772 360,07	735 848,91
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	10 731 216,88	9 709 531,64	9 640 149,12	9 810 253,40	9 538 241,42	9 191 128,18	7 966 448,24	7 496 381,95	6 889 556,05

Таблица П.4.2.3 - Производственный доход (Вариант 2)

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Продажа продукции по направлениям									
Нефти									
на экспорт	тыс. тонн	1 271,0	0,0	90,1	99,1	104,9	109,8	108,7	110,9
на внутренний рынок	тыс. тонн	87,0	87,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Цена реализации продукции									
Нефти									
на экспорт	тг/тонн	207 619,2	207 619,2	236 390,4	239 846,4	239 846,4	239 846,4	239 846,4	248 241,0
на внутренний рынок	тг/тонн	71 439,4	71 439,4	69 298,4	71 031,6	73 883,9	76 660,9	76 660,9	79 344,1
Производственная прибыль от реализации									
Нефти									
на экспорт	тг тыс	337 930 667,4	0,0	21 291 756,0	23 764 948,7	25 152 894,3	26 341 478,8	26 073 662,5	27 538 888,3
на внутренний рынок	тг тыс	6 211 696,4	6 211 696,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Итоговый производственный доход	тг тыс	344 142 363,8	6 211 696,4	21 291 756,0	23 764 948,7	25 152 894,3	26 341 478,8	26 073 662,5	27 538 888,3

Продолжение таблицы П.4.2.3

Производственный доход	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	2	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Продажа продукции по направлениям										
Нефти										
на экспорт	тыс. тонн	97,0	86,9	83,5	80,4	75,9	70,2	59,3	50,666	43,513
на внутренний рынок	тыс. тонн	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
Цена реализации продукции										
Нефти										
на экспорт	тг/тонн	256 929,5	265 922,0	275 229,3	284 862,3	294 832,5	305 151,6	315 831,9	326 886,024	338 327,035
на внутренний рынок	тг/тонн	82 121,1	84 995,4	87 970,2	91 049,2	94 235,9	97 534,1	100 947,8	104 480,996	108 137,831
Производственная прибыль от реализации										
Нефти										
на экспорт	тг тыс	24 932 637,9	23 120 542,7	22 986 224,3	22 908 453,0	22 377 102,5	21 423 583,9	18 735 122,9	16 561 889,675	14 721 481,887
на внутренний рынок	тг тыс	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
Итоговый производственный доход	тг тыс	24 932 637,9	23 120 542,7	22 986 224,3	22 908 453,0	22 377 102,5	21 423 583,9	18 735 122,9	16 561 889,675	14 721 481,887

Таблица П.4.2.4 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 2)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)									
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	410 317,26	11 285,24	12 793,54	15 161,54	17 336,78	20 170,19	25 821,53	29 094,31
Затраты на ППД	тыс.тг	488 587,67	4 925,81	11 692,13	13 458,38	13 993,13	18 281,24	23 341,89	25 511,47
Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ)	тыс.тг	918 626,67	41 140,54	43 814,68	46 662,63	49 929,01	53 424,04	55 293,89	57 229,17
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	22 794 581,10	511 282,15	622 303,41	745 597,28	886 432,32	1 043 330,84	1 178 015,37	1 320 849,73
Затраты на обучение персонала	тыс.тг	1 089 324,40	21 626,56	63 386,74	65 569,55	68 001,19	71 035,69	75 889,64	81 334,19
Прокат полнокомплектных УЭЦН, включая ремонт и сервисное обслуживание	тыс.тг	4 473 783,60	109 588,10	93 518,48	124 691,30	155 864,13	187 036,95	218 209,78	249 382,60
Командировочные	тыс.тг	59 917,65	1 338,87	1 629,59	1 952,46	2 321,26	2 732,12	3 084,81	3 458,84
Консультационные услуги	тыс.тг	1 109 725,90	24 796,99	30 181,48	36 161,18	42 991,63	50 601,14	57 133,29	64 060,70
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг	264 907,39	18 466,24	11 730,27	12 492,74	13 367,23	14 302,94	14 803,54	15 321,66
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг	1 788 286,83	76 505,64	81 478,50	86 774,60	92 848,83	99 348,24	102 825,43	106 424,32
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	тыс.тг	11 971,28	267,50	325,59	390,09	463,78	545,86	616,33	691,06
Работы и услуги производственного характера	тыс.тг	3 206 702,48	143 611,63	152 946,38	162 887,90	174 290,05	186 490,35	193 017,52	199 773,13
Утилизация ПНГ	тыс.тг	645 539,64	645 539,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расходы на НИР	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	тыс.тг	1 279 794,73	55 966,91	107 637,58	72 349,90	70 853,01	73 820,11	76 831,77	82 068,18
Расходы на социальную сферу	тыс.тг	193 541,49	8 280,00	8 818,20	9 391,38	10 048,78	10 752,19	11 128,52	11 518,02
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг	3 543 484,54	154 689,91	164 744,75	175 453,16	187 734,88	200 876,33	207 907,00	215 183,74
Расходы на охрану объектов	тыс.тг	9 839 784,48	429 553,27	457 474,23	487 210,06	521 314,76	557 806,80	577 330,04	597 536,59
Страхование	тыс.тг	684 493,36	29 283,67	31 187,11	33 214,27	35 539,27	38 027,02	39 357,96	40 735,49
Выбытие скважин	тыс.тг	259 030,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг	604 050,94	25 842,22	27 521,96	29 310,89	31 362,65	33 558,04	34 732,57	35 948,21
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	53 666 452,28	2 313 990,88	1 923 184,62	2 118 729,31	2 374 692,69	2 662 140,09	2 895 340,88	3 136 121,43
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	3 907 646,44	80 221,04	103 863,50	128 169,44	152 379,22	179 350,34	202 502,84	227 056,31
Налог на имущество	тыс.тг	4 835 629,88	107 592,66	176 198,82	211 709,46	239 381,78	263 456,23	286 061,73	309 244,02
Земельный налог	тыс.тг	556,01	23,79	25,33	26,98	28,87	30,89	31,97	33,09
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	209 502,70	8 962,84	9 545,43	10 165,88	10 877,49	11 638,92	12 046,28	12 467,90
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	18 517 772,24	155 292,41	1 167 311,18	1 284 129,07	1 359 126,13	1 423 350,80	1 408 879,46	1 495 240,98
Расходы на НИОКР	тыс.тг	3 378 622,37	84 413,55	62 116,96	212 917,56	237 649,49	251 528,94	263 414,79	260 736,63
Итого производственных затрат	тыс.тг	84 516 181,93	2 750 497,17	3 442 245,85	3 965 847,70	4 374 135,67	4 791 496,21	5 068 277,95	5 440 900,36
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг									
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	38 575 478,19	864 171,44	1 975 869,47	2 314 887,51	2 621 589,89	2 937 654,51	3 009 559,65	3 178 683,74
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	57 453 952,66	0,00	3 268 471,31	3 595 561,41	3 805 553,17	3 985 382,24	3 944 862,48	4 186 674,75
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	50 411 580,66	0,00	3 242 531,06	3 567 025,21	3 775 350,37	3 953 752,22	3 913 554,05	3 993 699,21
Прочие расходы	тыс.тг	1 064 465,27	35 479,84	54 449,04	58 572,67	62 460,18	66 391,10	67 797,09	69 877,95
Итого расходы по реализации	тыс.тг	147 505 476,78	899 651,29	8 541 320,89	9 536 046,80	10 264 953,62	10 943 180,06	10 935 773,27	11 428 935,65
Общие и административные расходы									
Административные расходы	тыс.тг	14 759 989,67	636 077,27	681 379,89	727 777,01	778 721,40	833 231,89	862 395,01	892 578,84

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	8 484 837,03	371 605,81	395 760,19	421 484,60	450 988,52	482 557,72	499 447,24	516 927,89
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	1 235 708,80	48 876,37	56 010,94	61 759,07	66 082,21	70 707,96	73 182,74	75 744,13
Другие административные расходы	тыс.тг	5 039 443,84	215 595,09	229 608,77	244 533,34	261 650,67	279 966,22	289 765,04	299 906,81
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	1 097 353,62	70 256,19	72 766,57	80 019,74	84 676,27	88 663,95	87 765,43	89 556,86
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	1 097 353,62	70 256,19	72 766,57	80 019,74	84 676,27	88 663,95	87 765,43	89 556,86
Итого не производственные затраты	тыс.тг	163 362 820,06	1 605 984,74	9 295 467,35	10 343 843,54	11 128 351,29	11 865 075,91	11 885 933,72	12 411 071,34
Итого затраты	тыс.тг	247 879 001,99	4 356 481,91	12 737 713,20	14 309 691,24	15 502 486,96	16 656 572,12	16 954 211,67	17 851 971,70
Доходы (убытки)									
Производственный доход	тыс.тг	344 142 363,84	6 211 696,39	21 291 755,97	23 764 948,74	25 152 894,32	26 341 478,78	26 073 662,51	27 538 888,35
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	247 879 001,99	4 356 481,91	12 737 713,20	14 309 691,24	15 502 486,96	16 656 572,12	16 954 211,67	17 851 971,70
Операционный доход	тыс.тг	96 263 361,85	1 855 214,48	8 554 042,78	9 455 257,49	9 650 407,35	9 684 906,66	9 119 450,84	9 686 916,64
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	65 923 971,92	1 102 510,12	1 502 500,64	1 889 123,75	2 371 821,85	2 970 721,09	3 528 388,25	4 283 632,05
Балансовая прибыль	тыс.тг	30 339 389,93	752 704,37	7 051 542,14	7 566 133,74	7 278 585,51	6 714 185,57	5 591 062,59	5 403 284,59
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	59 733 427,52	2 036 642,03	2 546 360,17	2 852 974,87	3 128 611,26	3 367 798,24	3 620 824,48	3 883 352,12
Вознаграждение за кредит	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	36 529 934,33	-181 427,55	6 007 682,60	6 602 282,63	6 521 796,09	6 317 108,42	5 498 626,36	5 803 564,52
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	42 336 814,61	0,00	6 007 682,60	6 602 282,63	6 521 796,09	6 317 108,42	5 498 626,36	5 803 564,52
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	8 431 077,41	0,00	1 165 251,01	1 320 456,53	1 304 359,22	1 263 421,68	1 099 725,27	1 160 712,90
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	21 908 312,51	752 704,37	5 886 291,13	6 245 677,21	5 974 226,29	5 450 763,89	4 491 337,32	4 242 571,69
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	162 471,84	0,00	73 010,05	66 104,54	23 357,25	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	21 745 840,67	752 704,37	5 813 281,08	6 179 572,67	5 950 869,04	5 450 763,89	4 491 337,32	4 242 571,69

Продолжение таблицы П.4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	2	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)										
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	28 358,99	28 011,72	30 017,96	31 720,56	33 236,80	33 552,80	32 205,65	31 186,31	30 363,33
Затраты на ППД	тыс.тг	33 633,47	42 156,02	42 073,17	42 172,99	42 438,82	42 856,41	43 322,61	43 950,35	44 779,77
Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ)	тыс.тг	59 232,19	61 305,32	63 451,01	59 104,61	61 173,27	63 314,34	65 530,34	67 823,90	70 197,74
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	1 472 239,43	1 632 608,37	1 802 399,64	1 865 483,62	2 051 449,02	1 998 352,69	1 939 026,60	1 873 099,69	1 852 110,94
Затраты на обучение персонала	тыс.тг	88 118,19	93 787,76	98 397,67	101 731,17	106 675,05	39 193,14	39 090,77	37 874,43	37 612,66
Прокат полнкомплектных УЭЦН, включая ремонт и сервисное обслуживание	тыс.тг	280 555,43	311 728,25	342 901,08	374 073,90	405 246,73	405 246,73	405 246,73	405 246,73	405 246,73
Командировочные	тыс.тг	3 855,28	4 275,23	4 719,85	4 885,05	5 372,03	5 232,99	5 077,63	4 904,99	5 076,67
Консультационные услуги	тыс.тг	71 403,04	79 180,88	87 415,69	90 475,24	99 494,49	96 919,34	94 042,04	90 844,61	94 024,17
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг	15 857,92	16 412,95	16 987,40	17 581,96	18 197,33	18 834,23	19 493,43	20 175,70	20 881,85
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг	110 149,17	114 004,40	117 994,55	122 124,36	126 398,71	130 822,67	135 401,46	140 140,51	145 045,43
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	тыс.тг	770,27	854,17	943,01	976,01	1 073,31	1 045,53	1 014,49	980,00	1 014,30
Работы и услуги производственного характера	тыс.тг	206 765,19	214 001,97	221 492,04	206 319,84	213 541,03	221 014,97	228 750,49	236 756,76	245 043,24
Утилизация ПНГ	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расходы на НИР	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	тыс.тг	87 426,56	94 894,86	100 252,06	105 662,16	108 825,71	113 791,65	44 068,36	43 596,72	41 749,20
Расходы на социальную сферу	тыс.тг	11 921,15	12 338,39	12 770,23	13 217,19	13 679,79	14 158,59	14 654,14	15 167,03	15 697,88
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг	222 715,17	230 510,21	238 578,06	246 928,29	255 570,79	264 515,76	273 773,81	255 020,31	249 282,35
Расходы на охрану объектов	тыс.тг	618 450,37	640 096,13	662 499,49	685 686,98	709 686,02	734 525,03	760 233,41	708 157,42	692 223,88
Страхование	тыс.тг	42 161,23	43 636,88	45 164,17	46 744,91	48 380,99	50 074,32	51 826,92	53 640,86	55 518,29
Выбытие скважин	тыс.тг	0,00	0,00	47 277,66	48 932,38	0,00	52 417,59	54 252,21	56 151,03	0,00
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг	37 206,40	38 508,62	39 856,42	41 251,40	42 695,20	44 189,53	45 736,16	47 336,93	48 993,72
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	3 390 819,45	3 658 312,11	3 975 191,15	4 105 072,62	4 343 135,08	4 330 058,29	4 252 747,24	4 132 054,28	4 054 862,15
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	253 080,46	280 648,15	309 835,56	320 679,80	352 647,57	343 520,22	333 321,96	321 989,02	318 381,02
Налог на имущество	тыс.тг	334 126,50	360 391,60	386 304,35	411 189,58	435 298,87	413 309,08	350 755,65	297 757,04	252 852,51
Земельный налог	тыс.тг	34,25	35,45	36,69	37,97	39,30	40,68	42,10	43,57	45,10
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	12 904,28	13 355,93	13 823,38	14 307,20	14 807,96	15 326,23	15 862,65	16 417,84	16 992,47
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	1 358 260,54	1 262 021,62	1 255 555,83	1 250 682,45	1 219 706,21	1 164 639,31	1 014 797,71	901 767,33	797 011,21
Расходы на НИОКР	тыс.тг	275 388,88	249 326,38	231 205,43	229 862,24	229 084,53	223 771,02	214 235,84	187 351,23	165 618,90
Итого производственных затрат	тыс.тг	5 624 614,36	5 824 091,23	6 171 952,38	6 331 831,87	6 594 719,52	6 490 664,83	6 181 763,15	5 857 380,31	5 605 763,35
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг										

Составляющие	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	2	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	2 877 856,57	2 668 694,99	2 653 191,24	2 644 214,47	2 582 883,19	2 472 823,06	2 162 506,70	1 911 660,66	1 699 231,09
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	4 346 433,72	4 038 469,18	4 017 778,64	4 252 320,33	4 147 001,11	3 959 773,65	3 450 312,20	3 426 715,86	3 028 642,60
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	3 726 366,36	3 338 681,53	3 407 479,09	3 474 117,92	3 278 780,13	3 201 410,13	2 704 988,27	2 431 950,73	2 401 894,37
Прочие расходы	тыс.тг	69 034,74	68 954,86	70 171,10	71 513,33	72 659,06	73 657,80	73 767,24	74 363,95	75 315,32
Итого расходы по реализации	тыс.тг	11 019 691,38	10 114 800,56	10 148 620,08	10 442 166,05	10 081 323,50	9 707 664,63	8 391 574,42	7 844 691,20	7 205 083,38
Общие и административные расходы										
Административные расходы	тыс.тг	923 819,09	956 152,76	989 618,11	1 024 254,74	1 060 103,66	1 097 207,29	1 135 609,54	1 175 355,88	985 707,29
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	535 020,36	553 746,08	573 127,19	593 186,64	613 948,17	635 436,36	657 676,63	680 695,32	503 228,32
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	78 395,18	81 139,01	83 978,88	86 918,14	89 960,27	93 108,88	96 367,69	99 740,56	73 736,77
Другие административные расходы	тыс.тг	310 403,55	321 267,67	332 512,04	344 149,96	356 195,21	368 662,05	381 565,22	394 920,00	408 742,20
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	78 375,58	70 251,56	67 492,97	65 000,67	61 362,14	56 782,44	48 022,34	41 058,41	35 302,48
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	78 375,58	70 251,56	67 492,97	65 000,67	61 362,14	56 782,44	48 022,34	41 058,41	35 302,48
Итого не производственные затраты	тыс.тг	12 021 886,06	11 141 204,89	11 205 731,15	11 531 421,47	11 202 789,30	10 861 654,36	9 575 206,30	9 061 105,49	8 226 093,15
Итого затраты	тыс.тг	17 646 500,42	16 965 296,12	17 377 683,54	17 863 253,34	17 797 508,81	17 352 319,20	15 756 969,45	14 918 485,80	13 831 856,51
Доходы (убытки)										
Производственный доход	тыс.тг	24 932 637,89	23 120 542,72	22 986 224,29	22 908 452,97	22 377 102,49	21 423 583,95	18 735 122,92	16 561 889,67	14 721 481,89
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	17 646 500,42	16 965 296,12	17 377 683,54	17 863 253,34	17 797 508,81	17 352 319,20	15 756 969,45	14 918 485,80	13 831 856,51
Операционный доход	тыс.тг	7 286 137,48	6 155 246,60	5 608 540,75	5 045 199,63	4 579 593,67	4 071 264,75	2 978 153,47	1 643 403,87	889 625,38
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	4 506 839,70	4 803 561,30	5 466 595,38	6 209 194,10	6 935 320,85	6 383 240,76	5 400 159,85	4 604 439,51	3 965 922,72
Балансовая прибыль	тыс.тг	2 779 297,77	1 351 685,29	141 945,37	-1 163 994,47	-2 355 727,18	-2 311 976,01	-2 422 006,39	-2 961 035,64	-3 076 297,34
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	4 186 419,73	4 488 794,44	4 788 956,66	5 070 268,52	5 354 836,63	4 531 955,22	3 847 059,36	3 257 980,07	2 770 593,70
Вознаграждение за кредит	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	3 099 717,75	1 666 452,15	819 584,09	-25 068,89	-775 242,96	-460 690,47	-868 905,90	-1 614 576,20	-1 880 968,31
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	3 099 717,75	1 666 452,15	819 584,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	619 943,55	333 290,43	163 916,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	2 159 354,22	1 018 394,86	-21 971,44	-1 163 994,47	-2 355 727,18	-2 311 976,01	-2 422 006,39	-2 961 035,64	-3 076 297,34
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	2 159 354,22	1 018 394,86	-21 971,44	-1 163 994,47	-2 355 727,18	-2 311 976,01	-2 422 006,39	-2 961 035,64	-3 076 297,34

Таблица П.4.2.5 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 2)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	344 142 363,84	6 211 696,39	21291755,97	23764948,74	25152894,32	26341478,78	26073662,51	27538888,35
Итого приток средств	тыс.тг	344 142 363,84	6211696,39	21291755,97	23764948,74	25152894,32	26341478,78	26073662,51	27538888,35
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	247 879 001,99	4 356 481,91	12737713,20	14309691,24	15502486,96	16656572,12	16954211,67	17851971,70
прямые затраты	тыс.тг	53 666 452,28	2313990,88	1923184,62	2118729,31	2374692,69	2662140,09	2895340,88	3136121,43
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	30 849 729,64	436506,29	1519061,23	1847118,39	1999442,98	2129356,12	2172937,07	2304778,93
расходы периода	тыс.тг	163 362 820,06	1605984,74	9295467,35	10343843,54	11128351,29	11865075,91	11885933,72	12411071,34
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	71 244 168,78	8 419 433,74	5311056,70	4823029,74	4848199,64	4858136,45	5144553,73	5450594,09
Бурение	тыс.тг	62 130 075,37	1658587,03	4684222,88	4684222,88	4684222,88	4719222,88	4988697,37	5312962,70
Обустройство	тыс.тг	4 118 344,41	1765097,71	626833,82	138806,86	163976,76	138913,57	155856,36	137631,40
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	8 431 077,41	0,00	1165251,01	1320456,53	1304359,22	1263421,68	1099725,27	1160712,90
Итого отток средств	тыс.тг	327 716 720,03	12148716,22	19914230,40	20519282,05	21678403,07	22778130,26	23198490,67	24463278,70
Поток денежной наличности	тыс.тг	16 425 643,81	-5 937 020	1 377 526	3 245 667	3 474 491	3 563 349	2 875 172	3 075 610
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг								
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	7 162 432,55	-5 937 020	1 242 693	2 641 390	2 550 845	2 360 019	1 717 850	1 657 742
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	5 295 002,95	-5 937 020	1 197 848	2 454 190	2 284 534	2 037 356	1 429 469	1 329 671
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	3 612 576,84	-5 937 020	1 147 938	2 253 935	2 010 701	1 718 436	1 155 467	1 030 015
Накопленный поток денежной наличности									
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	16 425 643,81	-5 937 020	-4 559 494	-1 313 828	2 160 664	5 724 012	8 599 184	11 674 794
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	7 162 432,55	-5 937 020	-4 694 326	-2 052 937	497 909	2 857 928	4 575 778	6 233 521
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	5 295 002,95	-5 937 020	-4 739 171	-2 284 981	-447	2 036 909	3 466 378	4 796 049
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	3 612 576,84	-5 937 020	-4 789 082	-2 535 147	-524 446	1 193 990	2 349 457	3 379 473

Продолжение таблицы П.4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	2	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	24932637,89	23120542,72	22986224,29	22908452,97	22377102,5	21423583,9	18735122,9	16561889,7	14721481,9
Итого приток средств	тыс.тг	24932637,89	23120542,72	22986224,29	22908452,97	22377102,5	21423583,9	18735122,9	16561889,7	14721481,9
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	17646500,42	16965296,12	17377683,54	17863253,34	17797508,8	17352319,2	15756969,5	14918485,8	13831856,5
прямые затраты	тыс.тг	3390819,45	3658312,11	3975191,15	4105072,62	4343135,1	4330058,3	4252747,2	4132054,3	4054862,2
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	2233794,90	2165779,12	2196761,23	2226759,25	2251584,4	2160606,5	1929015,9	1725326,0	1550901,2
расходы периода	тыс.тг	12021886,06	11141204,89	11205731,15	11531421,47	11202789,3	10861654,4	9575206,3	9061105,5	8226093,2
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	5936842,03	6 240 385	6 492 399	6 684 857	6 954 820	0,0	38557,5	0,0	41303,7
Бурение	тыс.тг	5759235,91	6 082 811	6 295 709	6 516 059	6 744 121	0,0	0,0	0,0	0,0
Обустройство	тыс.тг	177606,12	157 574	196 690	168 797	210 699	0,0	38557,5	0,0	41303,7
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	619943,55	333290,43	163916,82	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Итого отток средств	тыс.тг	24203285,99	23538971,73	24033999,62	24548109,95	24752329,2	17352319,2	15795526,9	14918485,8	13873160,2
Поток денежной наличности	тыс.тг	729 352	-418 429	-1 047 775	-1 639 657	-2 375 227	4 071 265	2 939 596	1 643 404	848 322
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг									
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	354 640	-183 542	-414 617	-585 324	-764 914	1 182 772	770 413	388 548	180 936
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	274 190	-136 785	-297 843	-405 298	-510 539	760 948	477 767	232 260	104 254
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	203 549	-97 313	-203 066	-264 814	-319 677	456 619	274 746	127 999	55 061
Накопленный поток денежной наличности										
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	12 404 146	11 985 717	10 937 941	9 298 284	6 923 058	10 994 322	13 933 918	15 577 322	16 425 644
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	6 588 160	6 404 618	5 990 001	5 404 677	4 639 764	5 822 536	6 592 949	6 981 497	7 162 433
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	5 070 239	4 933 454	4 635 611	4 230 313	3 719 774	4 480 722	4 958 489	5 190 749	5 295 003
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	3 583 021	3 485 708	3 282 642	3 017 829	2 698 152	3 154 771	3 429 517	3 557 516	3 612 577

