

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХТУРКМУНАЙ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №03042Р

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «Казактуркмунай»



АРЫМБЕК К.Б.

2026г

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
К ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЛАКТЫБАЙ»**

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

Первый заместитель директора
Атырауского филиала по геологии и
разработке



МАРДАНОВ А.С.

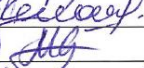
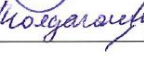
БАШЕВ А.А.

Атырау, 2026 г.

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

[illegible]

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

№	Должность	ФИО	Подпись	Раздел
1	Начальник управления	Исмаганбетова Г.Х.		Общее руководство
2	Ведущий инженер	Султанова А.Р.		Раздел 1,11
3	Старший инженер	Кобжасарова М.Ж.		Раздел 2,8,13
4	Старший инженер	Амрина А.К.		Раздел 5,9
5	Старший инженер	Сыздыкова А.М.		Раздел 3,10
6	Старший инженер	Асланкызы Г.		Раздел 4,12
7	Инженер	Молдабаев С.Е.		Раздел 7,14
8	Инженер	Молдагалиева М.А.		Раздел 6,15

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	4
АННОТАЦИЯ	9
ВВЕДЕНИЕ.....	11
1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	10
1.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	10
1.2 ЦЕЛЕВОЕ НАЗНАЧЕНИЕ РАБОТЫ	13
1.3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	12
1.4. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН	16
1.5 ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН	19
1.6 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА СИСТЕМЫ СБОРА МЕСТОРОЖДЕНИИ АКТЮБИНСКОЙ ОБЛАСТИ ТОО «КАЗАХТУРКМУНАЙ».....	30
2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	33
2.1 ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ.....	33
2.2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА.....	33
2.3 ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ.....	35
2.4 ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ.....	41
2.5 РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ	42
2.6 ЖИВОТНЫЙ МИР.....	42
3 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТЕРРИТОРИЙ	44
3.1 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА	44
4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	44
4.1 ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	44
4.2. РАСЧЕТ РАССЕИВАНИЯ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	56
4.3. ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕРА САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ.....	57
4.4. ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ФИЗИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ.....	57
4.5 ВОДОСНАБЖЕНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ.....	58
4.6 ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ	65
4.7 ВОЗДЕЙСТВИЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	95
4.8 РЕКУЛЬТИВАЦИЯ ЗЕМЕЛЬ	96
5. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	98
5.1 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КАЧЕСТВО АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	99
5.2. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОДЗЕМНЫЕ И ПОВЕРХНОСТНЫЕ ВОДЫ	101
5.3. ФАКТОРЫ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ	104
5.4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ	106
5.5. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ	108
5.6 ФАКТОРЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР	110
5.7 РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА.....	112
5.8 ФИЗИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ	112
5.9 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ	114
5.10 СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ НАСЕЛЕНИЯ.....	118
5.11 ОХРАНА ПАМЯТНИКОВ ИСТОРИИ И КУЛЬТУРЫ	119
5.12 ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПЕРАЦИЙ ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ	120
6. АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ	123
6.1 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций.....	123
7. ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА	125
7.1 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЛОЩАДОК ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН	126
7.2. МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	126
7.3. МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ОТХОДОВ.....	126
7.4. МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ БИОСФЕРЫ	126
7.5. ОБОРУДОВАНИЕ И МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА	126
7.6. КОНТРОЛЬ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	127
8. НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....	128
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	138
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	140

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1-Адресная программа геолого-технических мероприятий, 1 вариант (рекомендуемый)	12
Таблица 1.2 - Адресная программа геолого-технических мероприятий, 2 вариант	13
Таблица 1.3 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 1 (рекомендуемый)	14
Таблица 1.4 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант I (рекомендуемый)	14
Таблица 1.5 - Характеристика основного фонда по месторождению. Вариант II	15
Таблица 1.6 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант II	15
Таблица 1.15— Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Лактыбай	22
Таблица 6.3.2 – Информация по бурению скважин	24
Таблица 1.16- Баланс добычи и распределения нефтяного газа (варианта №1 - рекомендуемый)	31
Таблица 1.17 - Баланс добычи и распределения нефтяного газа (2-вариант)	32
Таблица 2.1 - Общая климатическая характеристика	33
Таблица 2.3- Результаты измерений атмосферного воздуха, проведенных на границе санитарно-защитной зоны	34
Таблица 11.1 Численность населения Республики Казахстан по областям, городам и районам на 1 апреля 2026г.	44
Таблица 11.2 Индексы промышленного производства по основным видам экономической деятельности в Актыбинской области за 2026г.	45
Таблица 11.3 Занятое население на основной работе по видам экономической деятельности и статусу занятости по районам Актыбинской области за 2026г.	46
Таблица 1.1-Адресная программа геолого-технических мероприятий, 1 вариант (рекомендуемый)	45
Таблица 1.2 - Адресная программа геолого-технических мероприятий, 2 вариант	45
Таблица 4.3 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве вертикальной скважины №№45,47 проектной глубиной 4771м	44
Таблица 4.4 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м	44
Таблица 4.5 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважины №27D, 50 с проектной глубиной 4500м	45
Таблица 4.2.1 - Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере	56
Таблица 4.5.1- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных скважин №№45,47 проектной глубиной 4771м.	58
Таблица 4.5.2.- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м	59
Таблица 4.5.9 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2026-2035 гг	60
Таблица 4.5.16 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2026-2035 гг по 2 варианту разработки	63
Таблица 4.6.2- Объем выбуренной породы при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м	74
Таблица 4.6.3- Объем выбуренной породы при строительстве скважин №27D, 50 проектной глубиной 4500м	75
Таблица 4.6.4- Объем выбуренной породы при строительстве скважин №49, 14D проектной глубиной 4500м	76

Таблица 4.6.5- Объем выбуренной породы при строительстве резервных скважин №№61,62 проектной глубиной 4771м	76
Таблица 4.6.6- Объем выбуренной породы при строительстве оценочных скважин №№ ОС-1,51,52,53,54,55 проектной глубиной 4771м	77
Таблица 4.6.7 - Образование коммунальных отходов при строительстве вертикальных скважин №№45,47 проектной глубиной 4771м.....	78
Таблица 4.6.8 - Образование коммунальных отходов при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м.....	78
Таблица 4.6.9 - Образование коммунальных отходов при строительстве горизонтальной скважины №27D, 50, проектной глубиной 4500м	78
Таблица 4.6.10 - Образование коммунальных отходов при строительстве вертикальных скважин №№49, 14D проектной глубиной 4500м.....	79
Таблица 4.6.11 - Образование коммунальных отходов при строительстве резервных скважин №№61,62 проектной глубиной 4771м.....	79
Таблица 4.6.12 - Образование коммунальных отходов при строительстве оценочных скважин №№ ОС-1,51,52,53,54,55 проектной глубиной 4771м.....	79
Таблица 4.6.13 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве вертикальных скважин №№45,47 проектной глубиной 4771м	80
Таблица 4.6.14 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м	80
Таблица 4.6.15 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважины №27D,50 проектной глубиной 4500м.....	80
Таблица 4.6.16 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважины №49, 14D проектной глубиной 4500м	80
Таблица 4.6.17 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве резервных скважин №№61,62 проектной глубиной 4771м.....	81
Таблица 4.6.18 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве оценочных скважин №№ ОС-1,51,52,53,54,55 проектной глубиной 4771м	81
Таблица 4.6.19- Лимиты накопления отходов при строительстве вертикальных скважин №№45,47 проектной глубиной 4771м	81
Таблица 4.6.20- Лимиты накопления отходов при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м.....	82
Таблица 4.6.21- Лимиты накопления отходов при строительстве горизонтальной скважины №27D, 50 проектной глубиной 4500м	82
Таблица 4.6.22- Лимиты накопления отходов при строительстве горизонтальной скважины №14D, 49 проектной глубиной 4500м	82
Таблица 4.6.23- Лимиты накопления отходов при строительстве резервных скважин №№61,62.....	82
Таблица 4.6.24- Лимиты накопления отходов при оценочных скважин №№ОС-1, 51,52,53,54,55.	83
Таблица 4.6.25- Объем выбуренной породы при строительстве вертикальных скважин №№45,47 проектной глубиной 4771м	83
Таблица 4.6.26- Объем выбуренной породы при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м.....	84
Таблица 4.6.27- Объем выбуренной породы при строительстве скважин №27D,50,57,58 проектной глубиной 4500м	85
Таблица 4.6.28- Объем выбуренной породы при строительстве скважин №49,14D,59,60 проектной глубиной 4500м.....	85
Таблица 4.6.29- Объем выбуренной породы при строительстве резервных скважин №№61,62 проектной глубиной 4771м	86
Таблица 4.6.30 - Объем выбуренной породы при строительстве оценочных скважин №№ОС-1,51,52,53,54,55 проектной глубиной 4771м.....	87

Таблица 4.6.31 - Образование коммунальных отходов при строительстве вертикальных скважин №№45,47,56 проектной глубиной 4771м.....	88
Таблица 4.6.32 - Образование коммунальных отходов при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м.....	88
Таблица 4.6.33 - Образование коммунальных отходов при строительстве горизонтальной скважины №27D, 50,57,58 проектной глубиной 4500м.....	88
Таблица 4.6.34 - Образование коммунальных отходов при строительстве вертикальных скважин №№49, 14D,59,60 проектной глубиной 4500м.....	88
Таблица 4.6.35 - Образование коммунальных отходов при строительстве резервных скважин №№61,62 проектной глубиной 4771м.....	88
Таблица 4.6.36 - Образование коммунальных отходов при строительстве оценочных скважин №№ ОС-1,51,52,53,54,55 проектной глубиной 4771м.....	89
Таблица 4.6.37 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве вертикальных скважин №№45,47,56 проектной глубиной 4771м.....	90
Таблица 4.6.38 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м.....	90
Таблица 4.6.39 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважин №27D,50,57,58 проектной глубиной 4500м.....	90
Таблица 4.6.40 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважин №49, 14D,59,60 проектной глубиной 4500м.....	90
Таблица 4.6.41 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве резервных скважин №№61,62 проектной глубиной 4771м.....	90
Таблица 4.6.42 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве оценочных скважин №№ ОС-1,51,52,53,54,55 проектной глубиной 4771м.....	91
Таблица 4.6.43- Лимиты накопления отходов при строительстве вертикальных скважин №№45,47,56 проектной глубиной 4771м.....	91
Таблица 4.6.44- Лимиты накопления отходов при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м.....	91
Таблица 4.6.45- Лимиты накопления отходов при строительстве горизонтальной скважины №27D, 50,57,58 проектной глубиной 4500м.....	92
Таблица 4.6.46- Лимиты накопления отходов при строительстве горизонтальной скважины №14D, 49,59,60 проектной глубиной 4500м.....	92
Таблица 4.6.47- Лимиты накопления отходов при строительстве резервных скважин №№61,62.....	92
Таблица 4.6.48- Лимиты накопления отходов при оценочных скважин №№ОС-1, 51,52,53,54,55.	93
Таблица 4.6.49- Образование коммунальных отходов при эксплуатации месторождения на 2025-3034гг.....	94
Таблица 4.6.50-Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения Лактыбай за 2026-2035гг.....	94
Таблица 5.1 - Градации значимости воздействий.....	98
Таблица 5.2 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий при проведении оценки воздействия на ОС.....	98
Таблица 5.3 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха.....	101
Таблица 5.4-Интегральная (комплексная) оценка воздействия на подземные воды.....	101
Таблица 5.5-Анализ воздействия на геологическую среду.....	104
Таблица 5.6 - Анализ последствий возможного загрязнения почвенных покров.....	107
Таблица 5.7- Анализ последствий возможного загрязнения на растительность.....	109
Таблица 5.8-Анализ воздействия на фауну.....	111
Таблица 5.9 - Компоненты социально-экономической среды, рассматриваемые в ходе оценки воздействия.....	114

Таблица 5.10 - Градации пространственных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу	115
Таблица 5.11 - Градации временных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу	115
Таблица 5.12 - Градации масштабов интенсивности воздействия на социально-экономическую сферу	115
Таблица 5.13 - Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу	116
Таблица 5.14 - Матрица результатов оценки воздействий на социально-экономическую сферу	119

АННОТАЦИЯ

Отчет о возможных воздействиях выполнен согласно Приложению 1 к приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424 Приложения 2 к «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», а также соответствует требованиям Экологического кодекса РК №400-VI ЗПК от 02.01.2021г.

Отчет о возможных воздействиях содержит следующую информацию:

Глава 1. «Краткая характеристика проектируемых работ» включает в себя:

- общие сведения о месторождении, описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами (карта расположения рассматриваемого объекта приложена в приложении №7);
- целевое назначение работы;
- информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности;
- информация о технологических показателях для осуществления намечаемой деятельности, сведения о производственном процессе, в том числе использование природных ресурсов, сырья и материалов.

Глава 2. «Современное состояние окружающей среды» (информация о компонентах природной среды):

- природно-климатические условия;
- современное состояние атмосферного воздуха;
- поверхностные и подземные воды;
- почвенный покров, растительность и животный мир.

Глава 3. «Социально-экономические условия района» – описание затрагиваемой территории с указанием численности ее населения, участков.

Глава 4. «Оценка воздействия планируемой хозяйственной деятельности на окружающую среду»:

- информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия, также обоснование предельных количественных и качественных показателей эмиссий, расчеты которых представлены в приложении №1.
- информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности;
- описание возможных вариантов осуществления намечаемой деятельности с учетом ее особенностей и возможного воздействия на окружающую среду при буерении скважин при реализации проекта эксплуатации;
- характеристика источников физического воздействия;
- водоснабжение и водоотведение;
- сведения об отходах производства и потребления, характеристика и объемы образования, обоснование предельного количества накопления отходов по их видам (расчеты предварительного объема образования отходов).

Глава 5. «Комплексная оценка воздействия на окружающую среду» – описание возможных существенных воздействий (прямых и косвенных, кумулятивных, трансграничных, краткосрочных и долгосрочных, положительных и отрицательных) намечаемой деятельности на объекты возникающие в результате реализации намечаемой деятельности.

Глава 6. «Аварийные ситуации и их предупреждение».

Глава 7. «Программа экологического мониторинга» – описание методов мониторинга, виды мониторинга.

Глава 8. «Нетехническое резюме».

Список использованной литературы.

ВВЕДЕНИЕ

«Отчет о возможных воздействиях» к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Лактыбай» разработан в процессе оценки воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности в соответствии с требованиями нормативно-правовых актов Республики Казахстан:

- Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки»;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424 «О внесении изменений в приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года»;

Основанием для составления отчета о возможных воздействиях является Договор, заключенный между ТОО «Казахтуркмунай» и Атырауским Филиалом «КМГ Инжиниринг» - Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№03042Р от 07 апреля 2026г).

Отчет о возможных воздействиях разработана в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан и иными нормативными правовыми актами Республики Казахстан.

Целью проведения данной работы является определение экологических и иных последствий вариантов принимаемых управленческих и хозяйственных решений, разработки рекомендаций по оздоровлению окружающей среды, предотвращению уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов.

Отчет оформлен в соответствии с Инструкцией по организации и проведению экологической оценки (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 26.10.2021г №424).

Рассматриваемый материал включает в себя:

- краткое описание намечаемой деятельности, данные о местоположении и условиях землепользования;
- сведения об окружающей и социально-экономической среде;
- возможные виды воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду;
- анализ изменений окружающей и социально-экономической среды в процессе реализации вариантов намечаемой деятельности;
- комплексную оценку ожидаемых изменений окружающей среды в результате производственной деятельности на лицензионном участке;
- природоохранные мероприятия по снижению антропогенной нагрузки на окружающую среду.

Юридические адреса:

*г. Актобе, проспект Санкибай батыра
173/1, каб. 402
ТОО «Казахтуркмунай»
тел: +7 (7132) 41 71 63*

Исполнитель:

*060011, г. Атырау, мкр. Нурсая,
проспект Елорда, строительство 10
Атырауский Филиал
ТОО «КМГ Инжиниринг»
тел: (7122) 305404*

1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

1.1 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 Предуральяского 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. Актобе от месторождения составляет 260 км. 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 балластный 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. – Карта-схема



Рисунок 1.2. – Обзорная карта

1.2 Целевое назначение работы

Месторождение Лактыбай разрабатывается ТОО «Казхтуркмунай», 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 «Казхтуркмунай». 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 цементированности.

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 месторождения 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 отчёт «Пересчёт 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 «Пересчёт запасов...». Соответственно, запасы месторождения Лактыбай остаются на уровне, утвержденном в ПЗ-2015.

Целью данного проекта является принятие обоснованных технических и технологических решений, обеспечивающих достижение утвержденных коэффициентов извлечения нефти, рациональное комплексное использование и охрану недр, а также выполнение требований законодательства Республики Казахстан о недрах и недропользовании. В проекте использованы все имеющиеся геолого-геофизические материалы, а также все геолого-промысловые данные по текущему состоянию разработки и гидродинамическим исследованиям скважин.

1.3 Технологические показатели вариантов разработки

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 сцементированности. 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 (рекомендуемый)

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

Согласно 2 альтернативному варианту, предусматривает продолжение первого варианта с дополнительным бурением пяти вертикальных добывающих скважин в 2025-2032гг. Для реализации системы ППД предусмотрен перевод одной скважины под нагнетание

В таблицах 1.1-1.2 представлены программы проведения ГТМ согласно по двум вариантам разработки, в таблицах 1.3-1.6 представлены прогнозные технологические показатели разработки согласно двум вариантам.

Таблица 1.1-Адресная программа геолого-технических мероприятий, 1 вариант (рекомендуемый)

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 1.2 - 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

Таблица 1.3 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. 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 1.4 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант I (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	мехспособом	всего	мехспособом		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 1.5 - Характеристика основного фонда по месторождению. Вариант II

Год ы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработк и, ед.	Перевод скважи н с других объекто в, ед.	Ввод скважин из консервац ии, ед.	Ввод добывающ их скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработк и, тыс.м	Перевод под закачк у, ед.	Ввод нагнетательн ых скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательн ых скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодов ая приемистост ь одной скважины, м³/сут
	всег о	добывающ их	нагнетательн ых								всег о	добывающ их	нагнетательн ых	всег о	механиз и- рованн ых		нефт и	жидкос ти	
2026	1	1	0	9	0	0	3	62,2	2	0	3	3	0	6	3	2	45,5	45,6	68,3
2027	1	1	0	10	0	0	0	66,4	0	0	0	0	0	7	6	2	41,6	42,7	77,9
2028	1	1	0	11	0	0	0	70,6	0	0	0	0	0	8	7	2	39,4	41,0	87,6
2029	1	1	0	12	0	0	0	75,6	0	0	0	0	0	9	9	2	37,1	39,0	92,4
2030	1	1	0	13	0	0	0	79,8	0	1	0	0	0	10	10	2	34,7	37,8	91,2
2031	1	1	0	14	0	0	0	84,0	0	0	0	0	0	11	11	2	31,1	35,3	92,8
2032	1	1	0	15	0	0	0	88,2	0	0	0	0	0	12	12	2	29,0	35,2	97,9
2033	1	1	0	16	0	0	0	92,4	2	0	2	2	0	11	11	4	25,3	33,0	94,8
2034	1	1	0	17	0	0	0	96,6	0	0	0	0	0	12	12	4	22,8	31,6	90,7
2035	1	1	0	18	0	0	0	101,6	0	0	0	0	0	13	13	4	20,2	30,2	87,4
2036	1	1	0	19	0	0	0	106,6	0	0	1	1	0	13	13	4	18,8	29,9	84,7
2037	1	1	0	20	0	0	0	110,8	0	0	0	0	0	14	14	4	17,2	29,3	82,3
2038	0	0	0	20	0	0	0	110,8	0	0	1	1	0	13	13	4	15,7	28,2	80,3
2039	0	0	0	20	0	0	0	110,8	0	0	1	1	0	12	12	4	14,4	28,3	78,4
2040	0	0	0	20	0	0	0	110,8	0	0	1	1	0	11	11	4	12,8	27,6	76,9
2041	0	0	0	20	0	0	0	110,8	0	0	0	0	0	11	11	4	11,0	26,0	75,7

Таблица 1.6 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант II

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		ГФ, м³/т
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		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	15,2	0,8	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	34,9	2,6	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	35,4	4,4	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	35,1	6,1	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	40,1	8,0	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	48,8	10,2	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	48,5	12,2	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	67,5	14,8	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	87,6	17,9	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	83,8	20,5	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	81,0	22,9	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	79,6	25,0	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	80,9	26,9	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	87,5	28,8	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	94,0	30,5	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	100,6	32,2	8,852	514,252	200,8

1.4. Конструкция скважин

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 колонн 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 «Дполнение к проекту 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 (± 250 м) 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 (± 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 7.4.1 – Проектная конструкция скважин № 45, 47, 56 глубиной 4771м

№№ 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.					

Подробнее 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.

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до проектной глубины и желательное 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 буровых 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 (плащечные 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.

1.5 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

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», утвержденных 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.

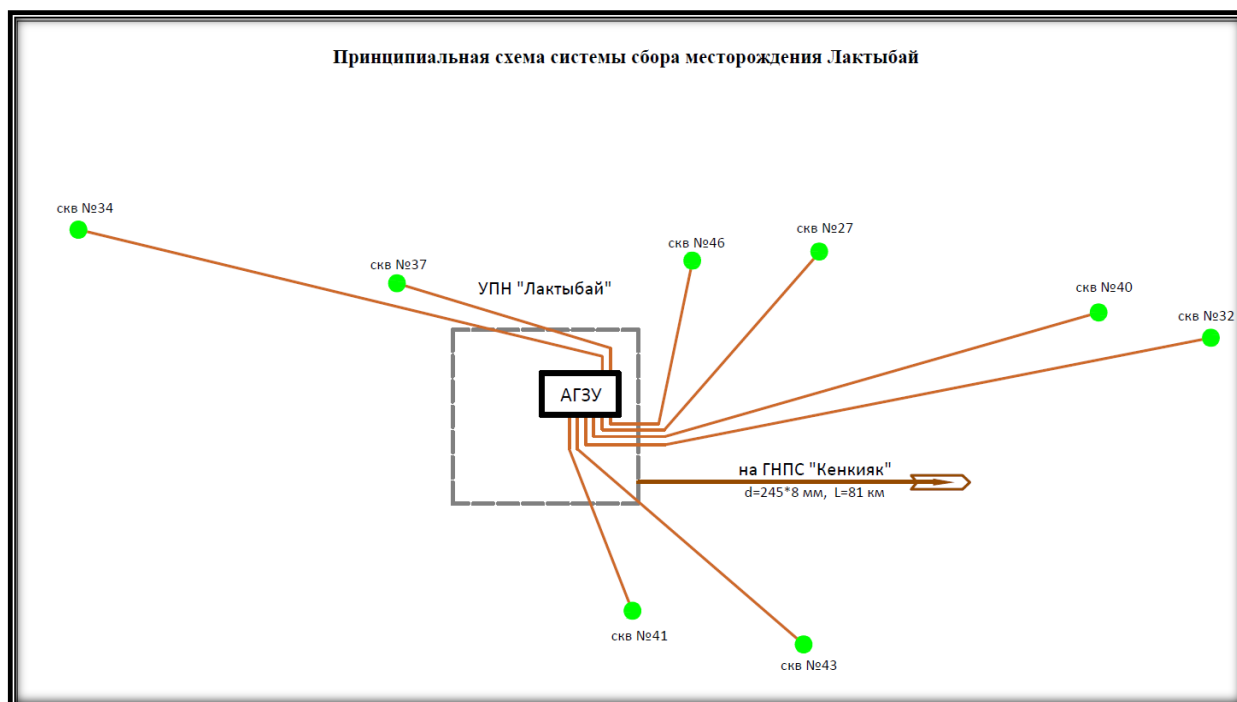


Рисунок 1.3.1 – Принципиальная схема системы сбора и транспорта скважинной продукции месторождения «Лактыбай»

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 1.7– Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения 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	Ø114х6 мм	906	сталь	2024	

Технологический процесс УПН месторождения Лактыбай

Газожидкостная смесь добывающих скважин месторождения «Лактыбай» с АГЗУ по трубопроводу Ø219×8 мм давлением Р=3,5-4 кгс/см² поступает на I-ступень сепарации

в нефтегазосепаратор НГС-1-1,6-1600-2 ($V=12,5 \text{ м}^3$). 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 $P=3,5 \text{ кгс/см}^2$, 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 м^3) и РВС №2 (2000 м^3) поочерёдно.

После отстоя нефти в резервуаре, при получении некондиционной нефти технологическим процессом предусмотрен процесс 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 $\varnothing 245 \times 8 \text{ мм}$ «Лактыбай-Кенкияк» протяжённостью $L=81 \text{ км}$ и поочерёдно поступает в РВС №3 $V=3000 \text{ м}^3$ и РВС №4 $V=3000 \text{ м}^3$ 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 $P=3-4 \text{ кгс/см}^2$ 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 $P=3,5 \text{ кгс/см}^2$ по газопроводу $\varnothing 219 \text{ мм}$ 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», $P=3,2-3,5 \text{ кгс/см}^2$ 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 $P=3,2-3,5 \text{ кгс/см}^2$ по газопроводу $\varnothing 114 \text{ мм}$ подаётся на собственные нужды, в качестве топлива для котельных установок УПН «Лактыбай»;
- по третьему потоку газ по газопроводу $\varnothing 89 \text{ мм}$ 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 ППНП-1-0,65/6,3 №1 и №2 давление

после ГРПШ составляет $P=1,5 \text{ кгс/см}^2$.

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 1.3.8 – 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

Принципиальная технологическая схема УПН месторождения Лактыбай представлена на рисунке 1.2.

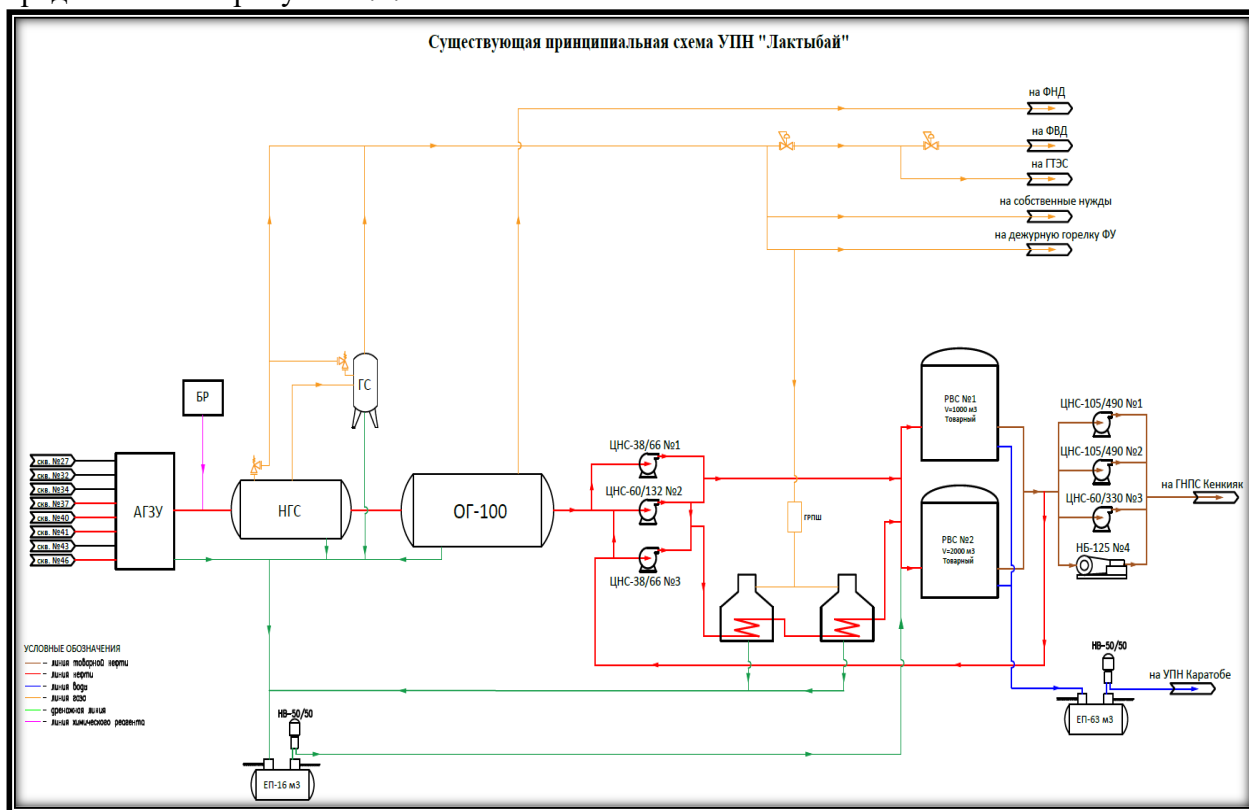


Рисунок 1.2— Принципиальная технологическая схема УПН «Лактыбай»

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, опорожнении 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 объема 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.

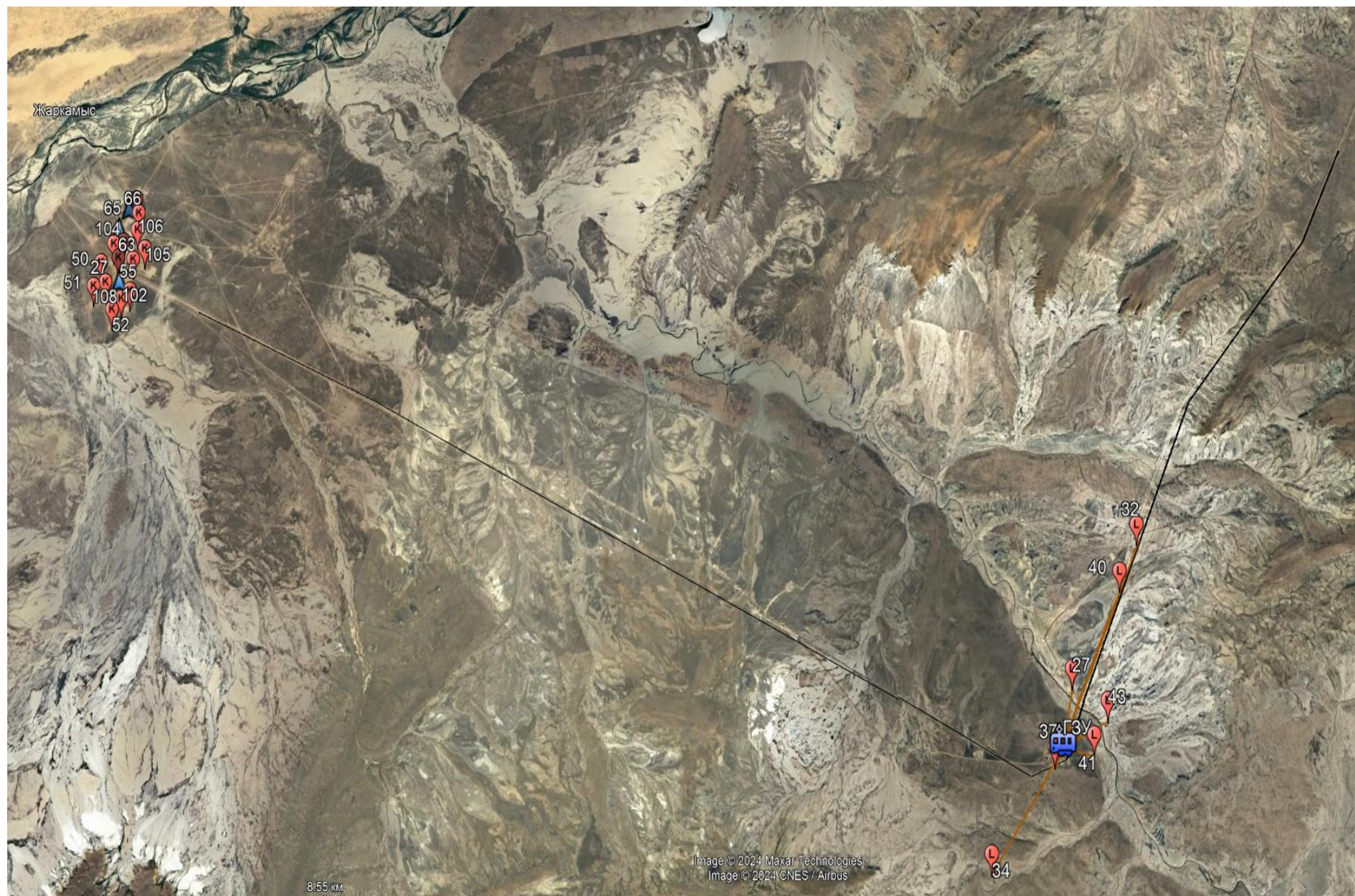


Рисунок 1.3 - Технологическая схема системы сбора месторождений Актюбинской области ТОО «Казахтуркмунай»

1.6 Технологическая схема системы сбора месторождения Актюбинской области ТОО «Казахтуркмунай»

Регулирование вопросов использования ПНГ в Казахстане осуществляется нормативными документами, законами, постановлениями Правительства РК, директивными указаниями Министерства охраны окружающей среды.

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 ПППП1-0,65/0,63 – 1 единица;
- Котельная «Buderus» – 1 единица;
- Котельная «Ferroli» – 1 единица;
- ГТЭС.

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.

Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

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.

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 1.9- Баланс добычи и распределения нефтяного газа (варианта №1 - рекомендуемый)

№	Наименование	Обще е кол- во	В рабо те	Расход газа (не более), м³/час	Количество часов работы в сутки	Эксплуатация (количество 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)						19,309 2	21,665 4	25,808 9	29,586 3	31,617 7	29,114 0	28,676 7	23,552 5	21,134 2	18,367 0	16,847 0	14,105 6	11,726 4	9,747 5	8,205 4	6,940 2	5,8738
2	Тех потери						0,0075	0,0084	0,0101	0,0115	0,0123	0,0114	0,0112	0,0092	0,0082	0,0072	0,0066	0,0055	0,0046	0,003 8	0,003 2	0,002 7	0,0023
3	Объем газа на ГТЭС						16,313 8	18,669 0	22,799 4	26,280 0	26,280 0	26,114 7	25,666 1	20,555 4	18,138 0	15,371 9	13,841 0	11,112 2	8,7339	6,755 8	5,202 7	3,949 6	2,8836
3.1	Утилизация ПНГ путем переработки в электроэнергию (летний период)	3	3	1000	24	180	7,7760	8,8109	10,886 4	12,960 0	12,960 0	12,830 4	12,541 9	9,7200	8,6832	7,3742	6,4800	5,1840	4,1472	3,110 4	2,419 2	1,797 1	1,2960
3.2	Утилизация ПНГ путем переработки в электроэнергию (зимний период)	3	3	1000	24	185	8,5378	9,8581	11,913 0	13,320 0	13,320 0	13,284 3	13,124 2	10,835 4	9,4548	7,9977	7,3610	5,9282	4,5867	3,645 4	2,783 5	2,152 5	1,5876
4	Собственные нужды (V ₁), в т.ч.:						2,7546	2,7546	2,7655	3,0614	5,0920	2,7546	2,7655	2,7546	2,7546	2,7546	2,7655	2,7546	2,7546	2,754 6	2,765 5	2,754 6	2,7546
4.1	ППНП-1-0,65/6,3 (лето)	2	1	34	24	198	0,1616	0,1616	0,1616	0,2520	0,3231	0,1616	0,1616	0,1616	0,1616	0,1616	0,1616	0,1616	0,1616	0,161 6	0,161 6	0,161 6	0,1616
4.2	ППНП-1-0,65/6,3 (зима)	2	1	86	24	167	0,3447	0,3447	0,3468	0,5611	0,6894	0,3447	0,3468	0,3447	0,3447	0,3447	0,3468	0,3447	0,3447	0,344 7	0,346 8	0,344 7	0,3447
4.3	Котёл "Ferrolì" Prextherm RSW 1480N (лето)	2	1	121,48	24	175	0,5102	0,5102	0,5102	0,5102	1,0164	0,5102	0,5102	0,5102	0,5102	0,5102	0,5102	0,5102	0,5102	0,510 2	0,510 2	0,510 2	0,5102
4.4	Котёл "Ferrolì" Prextherm RSW 1480N (зима)	2	1	188,3	24	182,5	0,8248	0,8248	0,8293	0,8248	1,6469	0,8248	0,8293	0,8248	0,8248	0,8248	0,8293	0,8248	0,8248	0,824 8	0,829 3	0,824 8	0,8248
4.5	Котёл "Bederus" SK755-2242A2700 (лето)	2	1	120,36	24	40,83333	0,1180	0,1180	0,1180	0,1180	0,1862	0,1180	0,1180	0,1180	0,1180	0,1180	0,1180	0,1180	0,1180	0,118 0	0,118 0	0,118 0	0,1180
4.6	Котёл "Bederus" SK755-2242A27001 (зима)	2	1	181,6	24	182,5	0,7954	0,7954	0,7998	0,7954	1,2300	0,7954	0,7998	0,7954	0,7954	0,7954	0,7998	0,7954	0,7954	0,795 4	0,799 8	0,795 4	0,7954
5	Общий объем технологически неизбежного сжигания газа (V _v):						0,2333	0,2333	0,2340	0,2333	0,2333	0,2333	0,2340	0,2333	0,2333	0,2333	0,2340	0,2333	0,2333	0,233 3	0,234 0	0,233 3	0,2333
5.1	Объем сжигания сырого газа при проведении пусконаладочных работ технологического оборудования (V ₆)						0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,0000
5.2	Объем сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования (V ₇):						0,2333	0,2333	0,2340	0,2333	0,2333	0,2333	0,2340	0,2333	0,2333	0,2333	0,2340	0,2333	0,2333	0,233 3	0,234 0	0,233 3	0,2333
5.2.1	на дежурных горелках ФУ	2	1	1,2	24	365	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,010 5	0,010 5	0,010 5	0,0105
5.2.2	при продувке коллектора ФУ	2	1	25,434	24	365	0,2228	0,2228	0,2234	0,2228	0,2228	0,2228	0,2234	0,2228	0,2228	0,2228	0,2234	0,2228	0,2228	0,222 8	0,223 4	0,222 8	0,2228
5.3	Объем сжигания газа при ТО и ТР технологического оборудования (V ₈):						0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,0000
5.4	Объем сжигания сырого газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования (V ₉)						0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,0000

Таблица 1.10 - Баланс добычи и распределения нефтяного газа (2-вариант)

№	Наименование	Обще е кол- во	В работ е	Расход газа (не более), м³/час	Количеств о часов работы в сутки	Эксплуатаци я (количество дней в году)	Объем газа, млн. м³/год															
							2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	Добыча газа, (V ₁)						19,309	21,665	25,809	29,586	32,651	32,820	32,271	27,310	23,778	21,925	19,911	17,941	16,087	13,059	10,721	8,852
2	Тех потери						0,0075	0,0084	0,0101	0,0115	0,0127	0,0128	0,0126	0,0107	0,0093	0,0086	0,0078	0,0070	0,0063	0,0051	0,0042	0,0035
3	Объем газа на ГТЭС						16,0501	18,4054	22,5369	26,2800	26,2800	26,2800	26,3520	23,4251	19,9140	18,6877	16,6417	14,7049	12,8291	9,8024	7,4549	5,5965
3.1	Утилизация ПНГ путем переработки в электроэнергию (летний период)	3	3	610	24	180	7,9056	9,0461	11,0808	12,9600	12,9600	12,9600	12,9600	11,5344	9,7908	9,2016	8,1648	7,2457	6,3245	4,8207	3,6547	2,7549
3.2	Утилизация ПНГ путем переработки в электроэнергию (зимний период)	3	3	611,4523	24	185	8,1445	9,3593	11,4561	13,3200	13,3200	13,3200	13,3920	11,8907	10,1232	9,4861	8,4769	7,4592	6,5046	4,9817	3,8001	2,8416
4	Собственные нужды (V ₁), в т.ч.:						3,0182	3,0182	3,0280	3,0614	5,4575	5,4575	5,4724	3,6409	3,6217	2,9954	3,0279	2,9954	3,0182	3,0182	3,0279	3,0182
4.1	ППНП-1-0,65/6,3 (лето)	2	1	34	24	167	0,1363	0,1363	0,1363	0,1363	0,3447	0,3447	0,3447	0,1363	0,1363	0,1363	0,1363	0,1363	0,1363	0,1363	0,1363	0,1363
4.2	ППНП-1-0,65/6,3 (зима)	2	1	86	24	198	0,4087	0,4087	0,4107	0,4087	0,4087	0,4087	0,4107	0,4087	0,4087	0,4087	0,4107	0,4087	0,4087	0,4087	0,4107	0,4087
4.3	Котёл "Ferrolì" (лето)	2	1	125,4284	24	175	0,5268	0,5268	0,5269	0,5700	0,7350	0,7350	0,7350	0,5460	0,5268	0,5040	0,5268	0,5040	0,5268	0,5268	0,5268	0,5268
4.4	Котёл "Ferrolì" (зима)	2	1	175	24	190	0,7980	0,7980	0,8022	0,7980	0,7980	0,7980	0,8022	0,7980	0,7980	0,7980	0,8022	0,7980	0,7980	0,7980	0,8022	0,7980
4.5	Котёл "Buderus" SK755-2242A2700 (лето)	2	1	120	24	183	0,5270	0,5270	0,5270	0,5270	1,5899	1,5899	1,5899	0,8784	0,8784	0,5270	0,5270	0,5270	0,5270	0,5270	0,5270	0,5270
4.6	Котёл "Buderus" SK755-2242A27001 (зима)	2	1	142,2758	24	182	0,6215	0,6215	0,6249	0,6215	1,5812	1,5812	1,5899	0,8736	0,8736	0,6215	0,6249	0,6215	0,6215	0,6215	0,6215	0,6215
5	Общий объем технологически неизбежного сжигания газа (V _v):						0,2333	0,2333	0,2340	0,2333	0,2333	0,2333	0,2340	0,2333	0,2333	0,2333	0,2340	0,2333	0,2333	0,2333	0,2333	0,2333
5.1	Объем сжигания сырого газа при проведении пусконаладочных работ технологического оборудования (V ₆)						0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5.2	Объем сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования (V ₇):						0,2333	0,2333	0,2340	0,2333	0,2333	0,2333	0,2340	0,2333	0,2333	0,2333	0,2340	0,2333	0,2333	0,2333	0,2333	0,2333
5.2.1	на дежурных горелках ФУ	2	1	1,2	24	365	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105
5.2.2	при продувке коллектора ФУ	2	1	25,434	24	365	0,2228	0,2228	0,2234	0,2228	0,2228	0,2228	0,2234	0,2228	0,2228	0,2228	0,2234	0,2228	0,2228	0,2228	0,2228	0,2228
5.3	Объем сжигания газа при ТО и ТР технологического оборудования (V ₈):						0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5.4	Объем сжигания сырого газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования (V ₉)						0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

2.1 Природно-климатические условия

Природно-климатические условия рассматриваемого района определяются положением в глубине материка и отличаются резкими контрастами, присущими континентальному климату.

Климат района резко континентальный, сухой, с высокой активностью ветрового режима, большими колебаниями погодных условий в течение года от весьма холодной зимы до очень жаркого лета. Климат района характеризуется умеренно холодной зимой и продолжительным, сухим, жарким летом.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики для района расположения месторождений ТОО «Казахтуркмунай» в Актюбинской области представлены в таблицах 2.1 - 2.2 по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции за 2026г.

Таблица 2.1 - Общая климатическая характеристика

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь)	-8,6 градуса мороза
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль)	+31,9 градуса тепла
Средняя скорость ветра	2,2 м/с
Количество осадков за холодный период года (с XI по III)	126,0 мм
Количество осадков за теплый период года (с IV по X)	87,3 мм

Таблица 2.2- Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
7	9	15	21	12	13	13	10	257

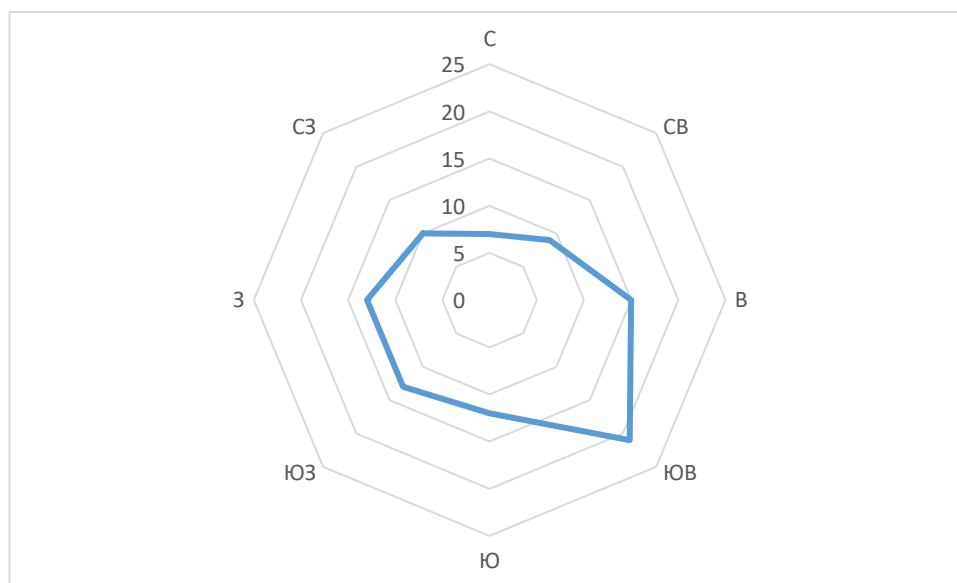


Рисунок 2.1– Роза ветров

2.2 Современное состояние атмосферного воздуха

Для ТОО «Казахтуркмунай» в соответствии с требованиями природоохранного законодательства РК специалистами ТОО «Компания Эколайн» была разработана программа Производственного экологического контроля окружающей среды, установившая общие требования к ведению производственного мониторинга за состоянием компонентов окружающей среды в процессе производственной деятельности ТОО «Казахтуркмунай».

Для оценки влияния производственной деятельности на атмосферный воздух месторождения Лактыбай проводились замеры содержания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны предприятия.

Анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны месторождения показал, что максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам незначительны, находятся в допустимых пределах и не превышают санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДКм.р.), установленных для населенных мест.

Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за I-II кварталы 2026 г. представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.2- Результаты измерений атмосферного воздуха, проведенных на границе санитарно-защитной зоны

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация I квартал 2026г	Фактическая концентрация II квартал 2026г	Норма предельно допустимых концентраций (максимально разовых, миллиграмм на кубический метр)	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность
СЗЗ север	Азота диоксид	0,0221	0,0219	0,2	не превышает
	Азот оксид	0,0222	0,0221	0,4	не превышает
	Углерод оксид	1,49	1,42	5,0	не превышает
	Сера диоксид	0,018	0,017	0,5	не превышает
	Сажа	0,04	0,03	0,15	не превышает
	углеводороды C ₁ -C ₅	15	14	50,0	не превышает
	углеводороды C ₆ -C ₁₀	5	4,7	30,0	не превышает
СЗЗ восток	Азота диоксид	0,023	0,0225	0,2	не превышает
	Азот оксид	0,0219	0,0221	0,4	не превышает
	Углерод оксид	1,56	1,45	5,0	не превышает
	Сера диоксид	0,011	0,012	0,5	не превышает
	Сажа	0,02	0,03	0,15	не превышает
	углеводороды C ₁ -C ₅	19	18	50,0	не превышает
	углеводороды C ₆ -C ₁₀	4	3,4	30,0	не превышает
СЗЗ юг	Азота диоксид	0,0226	0,0221	0,2	не превышает
	Азот оксид	0,0217	0,0204	0,4	не превышает
	Углерод оксид	1,33	1,32	5,0	не превышает
	Сера диоксид	0,02	0,018	0,5	не превышает
	Сажа	0,01	0,02	0,15	не превышает
	углеводороды C ₁ -C ₅	12	14	50,0	не превышает
	углеводороды C ₆ -C ₁₀	5,3	5,2	30,0	не превышает
СЗЗ запад	Азота диоксид	0,0231	0,0232	0,2	не превышает
	Азот оксид	0,0198	0,0191	0,4	не превышает
	Углерод оксид	1,21	1,19	5,0	не превышает
	Сера диоксид	0,025	0,023	0,5	не превышает
	Сажа	0,02	0,03	0,15	не превышает
	углеводороды C ₁ -C ₅	17	18	50,0	не превышает
	углеводороды C ₆ -C ₁₀	4,3	4,5	30,0	не превышает

Вывод: Анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны показал, что максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам незначительны,

находятся в допустимых пределах и не превышают санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК м.р.), установленных для населенных мест.

2.3 Поверхностные и подземные воды

Описываемая территория относится к Мангышлак-Устюртскому гидрогеологическому району первого порядка, который представляет собой систему артезианских бассейнов. В его пределах прослеживается ряд водоносных горизонтов и комплексов от современных до триас-пермских.

Гидрографическая сеть территории лишена постоянных водотоков.

По условиям образования и залегания подземные воды на рассматриваемой территории относятся к двум гидродинамическим зонам. Верхняя зона, характеризуется распространением безнапорных подземных вод со свободной поверхностью или слабо напорных. Сюда относятся подземные воды, приуроченные к четвертичным отложениям. Нижняя гидродинамическая зона высоконапорная и повсюду перекрыта мощной мергельно-глинистой водоупорной толщей турон-палеогеновых отложений. К этой зоне относятся отложения водоносных комплексов альб-сеноманских, аптских, неокомских, юрских, триасовых отложений.

В целом для территории характерно наличие высокоминерализованных вод типа рассолов, грунтовые воды вскрываются локально. В наиболее пониженных участках местности воды вскрываются на глубинах порядка 1,0- 2,5 м.

Поверхностные воды в описываемом районе отсутствуют.

Расстояние до близлежащего водного объекта р. Жем – 7,4км.



Рис.2.1. Расстояние до ближайшего водного объекта

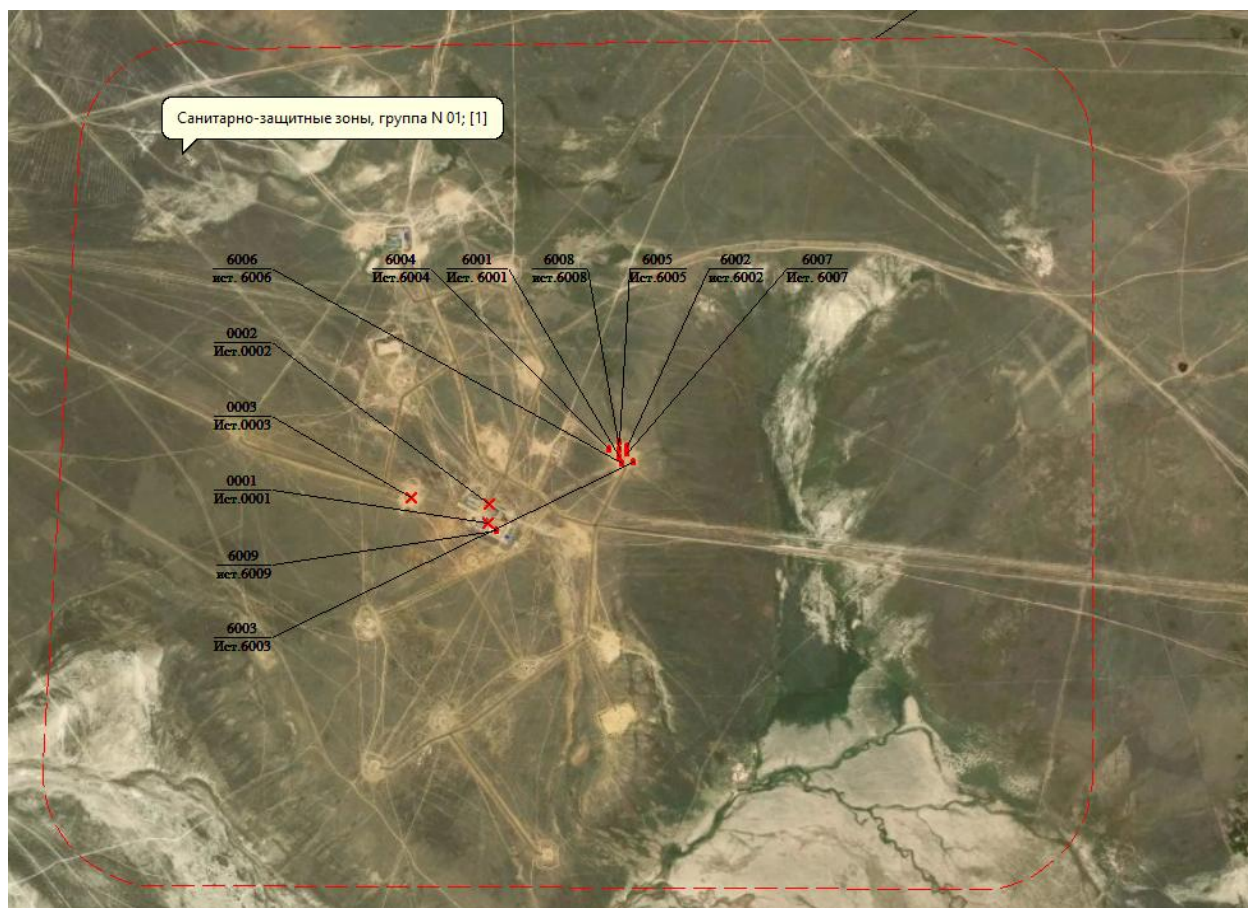


Рис.2.2. Карта-схема с нанесенными источниками выбросов

2.4 Почвенный покров

Согласно природному районированию территория участка относится к Туранской равнине, провинции Арало-Каспийских пустынных плато – Мангышлак и Устюрт, области Северо- и Средне-Устюртское известняковое средне-пустынное плато. По рельефу характеризуется как пластовое аридно-денудационное плато, сложенное пористыми известняками. Район обследования представляет безводную сухую пустыню с редкой полынной, боялычево-бюргуновой и саксауловой растительностью. Бессточные впадины заняты сарсазановой и боялычевой растительностью. На песках распространена еркеково-белоземельнополынная растительность с терескеном и жузгуном. Почвообразующими породами служат пылеватые и песчанистые средние суглинки, подстилаемые на глубине 0,5-1,0 м сарматскими известняками. Наибольшее распространение в районе получили серо-бурые пустынные солонцеватые почвы, формирующиеся на высоких водораздельных поверхностях. Эти почвы образуют комплексы и сочетания с солончаками остаточными, залегающими по взлобкам увалов и понижениям рельефа, такырами, занимающими западины и лугово-бурыми почвами микрозападин. Днища впадин заняты солончаками соровыми. Песчаные массивы характеризуются развитием примитивных песчаных почв.

На территории обследования выделены следующие типы и подтипы почв: серо-бурые пустынные нормальные, серо-бурые пустынные солонцеватые, серо-бурые пустынные эродированные, серо-бурые пустынные малоразвитые, лугово-бурые обыкновенные, солончаки остаточные, солончаки соровые, солонцы пустынные, такыры, пески грядово-бугристые и бугристые закрепленные и полужакрепленные, характеристика почв и почвенного покрова.

Мониторинг почвенного покрова

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 разработка рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий техногенного воздействия нефтедобычи на природные комплексы, рациональному использованию и охране почв.

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.

Современное состояние почвенного покрова

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 разработка рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий техногенного воздействия нефтедобычи на природные комплексы, рациональному использованию и охране почв.

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.

2.5 Растительный покров

Современный растительный покров территории отражает все сложные процессы взаимосвязи растительности с другими компонентами ландшафтов (рельефом, почвами, грунтовыми водами). Практически повсеместно преобладает сарсазановая растительность, за исключением соровых понижений, поверхность которых оголена и наблюдаются только редкие поселения сарсазана.

По составу жизненных форм преобладают полукустарнички, травянистые многолетники и однолетники - как весенние эфемеры, так и огруж-осенние однолетние солянки. В центральной части территории месторождений среди сарсазанников распространены сообщества полыни однопестичной - полынно-солянковое, полынно-эфемеровое, полынно-солянково-эфемеровое, приуроченные к повышенным элементам рельефа с серо-бурыми засоленными супесчаными почвами. Местами в травостое отмечается полынь белоземельная (*Artemisia terrae-albae*), а на разбитых участках полынь метельчатая (*Artemisia scoraria*). Полынь белоземельная обладает широкой экологической амплитудой, произрастает на почвах различного механического состава, солонцеватых и засоленных.

По микрозападинам с небольшим дополнительным увлажнением полынь однопестичная образует полынно-злаковое сообщество с ажреком и пыреем ломким (*Адгоругоп fragile*). Здесь же единично встречается жантак.

На небольшом песчаном массиве распространены сбитые полынно-еркеково-адраспановое и полынно-эфемерово-солянковое сообщества с преобладанием в травостое полыней песчаной (*Artemisia arenaria*) и метельчатой.

На приморской части в зоне сгонно-нагонных явлений в условиях близкого залегания грунтовых вод и периодического затопления видовой состав сообществ сарсазана несколько отличается, заметно участие мезогалофильных злаков - ажрека или прибрежницы солончаковой (*Aeiuropus iitoraiis*) и бескильницы расставленной (*Puccinella distans*), преобладают другие виды кермеков - кермек Гмелина и кермек каспийский (*Limonium Gmelinii*, *L.caspium*), много однолетней солянки солероса европейского (*Salicornia еигореа*), который является пионером зарастания свежих обнажений дна моря и формирует разреженные, неустойчивые, кратковременно существующие (1-5 лет) группировки с единичным участием сведы заостренной, солянки натронной, лебеды татарской. На более поздних стадиях зарастания это солеросовое, солеросово-кермековое, бескильницево-кермеково-солеросовое сообщества с невысоким проективным покрытием (20-40%) и низкой, неустойчивой по годам урожайностью 0,5-2,5 ц/га сухой массы.

2.6 Животный мир

Животный мир рассматриваемой территории принадлежит к зоогеографическому участку Северные Арало-Каспийские пустыни и носит ярко выраженный пустынный характер.

Наземные позвоночные представлены 30 видами млекопитающих, 223 видами птиц, 15 видами пресмыкающихся и одним видом земноводных. В прибрежных стациях гнездится 40 видов пернатых водно-болотного комплекса.

Фоновыми видами млекопитающих являются грызуны, зайцеобразные, мелкие хищники - лисица, корсак. Степные виды практически отсутствуют, за исключением степного хорька. Видовое разнообразие территории определяется прибрежным мелководьем с обширными тростниковыми стациями, являющимися местом гнездования,

кормления для многих видов пернатых, а также местами убежищ для хищных млекопитающих.

Достаточно многообразен по составу фауны юг, юго-восток, юго-запад территории, и некоторые участки центральной части нефтепромысла. Здесь с большой плотностью популяции обитают грызуны, являющиеся основой трофических связей в пустынной зоне. Встречаются хищники, пресмыкающиеся и пернатые.

Северная часть территории значительно менее населена грызунами, что объясняется недостаточностью кормовой базы и характером субстрата. Встречаются пресмыкающиеся, в основном это черепахи, круглоголовки и агамы. В небольшом количестве здесь обитают мелкие пернатые, представители воробьиных. Часть территории, занятая жилыми и административными сооружениями, заселена синантропными представителями пернатых и грызунами, в основном большой песчанкой.

Среднеазиатская, или степная черепаха - *Testudo horsfieldi*. Изредка встречается на территории исследуемого участка. Активна не более 3-4 месяцев. Когда выгорает эфемерная растительность, в июне уходит в летнюю спячку, выкапывая норы до 1 м длиной. Летняя спячка обычно переходит в зимнюю. Половой зрелости достигают на десятом году жизни. Весной просыпаются в марте и через несколько дней спариваются. С апреля по июнь 2-3 раза откладывают яйца. Инкубационный период - 80-110 дней.

Степная агама - *Адата sanguinolenta*. Обитает в пустынях разного типа - песчаных, глинистых и песчано-глинистых. Длина тела до 11-12 см. Самцы немного крупнее самок. Голова большая и относительно высокая, имеет сердцевидную форму и резко отграничена от туловища. Верхняя сторона тела серая или желтовато-серая, нижняя - белая. Питается различными насекомыми и их личинками, пауками, мокрицами, а также листьями и цветами растений. Активна с марта по октябрь. Спаривание в первой половине апреля, откладка яиц с апреля по июль. Дневной вид.

Такырная круглоголовка - *Phrynoscephalus helioscopus*. Обитает на твердых почвах (тыкеры, глинистые, щебнисто-глинистые участки). Длина тела не превышает 6,0-6,5 см. Общая окраска разнообразна и зависит от цвета грунта, где обитает ящерица. Весьма характерно розовое или красное пятно на верхней стороне шеи, окаймленное голубым или синим. Низ хвоста имеет оранжевую, голубую или ярко-красную окраску. Питается насекомыми. Спаривание в апреле - мае, кладка с апреля по июнь. Активна с марта по ноябрь, ведет дневной образ жизни.

Ушастая круглоголовка - *Phrynoscephalus mystaceus*. Обитает преимущественно на голых, барханных песках. Длина тела обычно до 11,2 см. Общая окраска верхней стороны песочного цвета с сероватым налетом. Норы роет на склонах барханов. В случаях, когда не может укрыться от преследования, принимает устрашающую позу: широко расставляет ноги, надувается и одновременно широко раскрывает пасть, слизистая оболочка которой и складки кожи в углах рта наливаются кровью и краснеют. Активна с конца февраля по октябрь. Первая кладка яиц в конце мая - начале июня, вторая - в конце июня - начале июля. Ведет дневной образ жизни.

3 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТЕРРИТОРИЙ

3.1 Социально-экономические условия района

Численность населения Актюбинской области на 1 апреля 2026г. составила 957 тыс. человек, в том числе 731,2 тыс. человек (76,4%) – городских, 225,8 тыс. человек (23,6%) – сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-марте 2026г. составил 2251 человек (в соответствующем периоде предыдущего года – 2416 человек).

За январь-март 2026г. число родившихся составило 3593 человека (на 3,2% меньше чем в январе-марте 2025г.), число умерших составило 1342 человек (на 3,6% больше, чем в январе-марте 2025г.).

Сальдо миграции отрицательное и составило- 1231 человек (в январе-марте 2025г. – -996 человек), в том числе во внешней миграции – положительное сальдо 121 человек (75), во внутренней – -1352 человек (-1071).

Таблица 3.1 Численность населения Республики Казахстан по областям, городам и районам на 1 апреля 2026г.

	Все население	В том числе:							
		мужчины	женщины	городское население	в том числе:		сельское население	в том числе:	
					мужчины	женщины		мужчины	женщины
Актюбинская	956 990	470 470	486 520	731 245	353 843	377 402	225 745	116 627	109 118
Актобе г.а.	600 868	289 008	311 860	600 868	289 008	311 860	-	-	-
Алгинский район	43 079	21 709	21 370	22 398	10 927	11 471	20 681	10 782	9 899
Айтекебийский район	19 450	10 138	9 312	-	-	-	19 450	10 138	9 312
Байганинский район	22 212	11 445	10 767	-	-	-	22 212	11 445	10 767
Каргалинский район	14 846	7 468	7 378	-	-	-	14 846	7 468	7 378
Хобдинский район	15 325	7 978	7 347	-	-	-	15 325	7 978	7 347
Мартукский район	29 091	14 675	14 416	-	-	-	29 091	14 675	14 416
Мугалжарский район	63 112	31 786	31 326	48 384	24 025	24 359	14 728	7 761	6 967
Уилский район	14 855	7 799	7 056	-	-	-	14 855	7 799	7 056
Темирский район	34 063	17 602	16 461	2 086	1 092	994	31 977	16 510	15 467
Хромтауский район	45 900	23 111	22 789	30 353	15 102	15 251	15 547	8 009	7 538
Шалкарский район	40 916	20 821	20 095	27 156	13 689	13 467	13 760	7 132	6 628
Иргизский район	13 273	6 930	6 343	-	-	-	13 273	6 930	6 343

Отраслевая статистика. Объем промышленного производства в январе-апреле 2026г. составил 984206,7 млн. тенге в действующих ценах, что на 0,4% больше, чем в январе-апреле 2025г.

В горнодобывающей промышленности объемы производства выросли на 3,6%. Снижение в обрабатывающей промышленности – на 3,2%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - на 0,5%, а водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений рост - на 23,8%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-апреле 2026г. составил 72850,6 млн. тенге, или 101,3% к январю-апрелю 2025г.

Объем грузооборота в январе-апреле 2026г. составил 12702,6 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 94,2% к январю-апрелю 2025г.

Объем пассажирооборота – 1156 млн.пкм, или 101,5 % к январю- апрелю 2025г.

Объем строительных работ (услуг) составил 67995,9 млн. тенге или 113,1% к январю-апрелю 2025г.

В январе-апреле 2026г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась на 13,3% и составила 275 тыс. кв.м., из них в индивидуальных жилых домах – на 3,6% (175,1 тыс. кв. м.), в многоквартирных жилых домах – на 35,4% (100 тыс. кв. м.).

Объем инвестиций в основной капитал в январе-апреле 2026г. составил 235376,8 млн. тенге или 106,5% к январю-апрелю 2025г.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 мая 2026г. составило 19222 единицы и уменьшилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 0,2%, в том числе 18831 единица с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 15849 единиц, среди которых 15458 единиц – малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 16326 единиц и уменьшилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 0,4%.

Таблица 3.2 Индексы промышленного производства по основным видам экономической деятельности в Актыбинской области за 2026г.

	Промышленность-всего	в том числе			
		горнодобывающая промышленность и разработка карьеров	обрабатывающая промышленность	снабжение электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом	водоснабжение; сбор, обработка и удаление отходов, деятельность по ликвидации загрязнений
Актыбинская область	102,6	102,6	106,3	78,9	79,1
г. Актобе	102,5	92,2	107,0	68,9	74,5
Алгинский	88,0	124,2	87,0	94,1	101,2
Айтекебийский	93,7	94,7	74,8	90,8	91,8
Байганинский	105,9	105,9	106,6	108,6	139,1
Каргалинский	84,5	112,4	91,3	85,7	99,4
Хобдинский	63,2	-	56,6	98,6	98,0
Мартукский	99,1	116,7	89,3	98,5	110,7
Мугалжарский	103,7	102,0	118,6	98,1	83,2
Уилский	155,2	-	182,8	94,0	101,3
Темирский	107,8	108,1	114,7	99,3	116,7
Хромтауский	103,4	102,1	159,3	93,9	54,7
Шалкарский	111,4	112,1	124,7	102,8	144,6
Иргизский	110,7	-	110,9	100,6	126,8

Труд и доходы. Численность безработных в I квартале 2026г. составила 23,4 тыс. человек. Уровень безработицы составил 4,7 % к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных на 1 мая 2026г. составила 20973 человека, или 4,3% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в I квартале 2026г. составила 420239 тенге, прирост к I кварталу 2025г. составил 9%.

Индекс реальной заработной платы в I квартале 2026г. составил 97,8%.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в IV квартале 2025г. составили 229459 тенге, что на 9,9% выше, чем в IV квартале 2024г., снижение реальных денежных доходов за указанный период – 2,7%.

Таблица 3.3 Занятое население на основной работе по видам экономической деятельности и статусу занятости по районам Актюбинской области за 2026г.

	Всего			В том числе					
	оба пола	в том числе		наемные работники			другие категории занятого населения		
		мужчи ны	женщи ны	оба пола	в том числе		оба пола	в том числе	
					мужчи ны	женщи ны		мужчи ны	женщи ны
Все виды экономической деятельности									
Актюбинская область	434 939	230 518	204 421	366 155	188 387	177 768	68 784	42 131	26 653
Актобе г.а.	255 749	132 380	123 369	216 907	107 754	109 153	38 842	24 626	14 216
Алгинский район	17 950	11 000	6 950	16 842	10 250	6 592	1 108	750	358
Айтекебийский район	10 659	5 824	4 835	8 841	4 681	4 160	1 818	1 143	675
Байганинский район	11 331	6 257	5 074	8 217	3 829	4 388	3 114	2 428	686
Каргалинский район	7 851	4 160	3 691	6 407	3 375	3 032	1 444	785	659
Хобдинский район	8 834	4 826	4 008	7 032	3 710	3 322	1 802	1 116	686
Мартукский район	14 345	8 088	6 257	9 553	5 346	4 207	4 792	2 742	2 050
Мугалжарский район	35 032	17 908	17 124	30 664	16 174	14 490	4 368	1 734	2 634
Уилский район	8 196	4 597	3 599	5 102	2 182	2 920	3 094	2 415	679
Темирский район	16 409	8 584	7 825	13 791	7 241	6 550	2 618	1 343	1 275
Хромтауский район	21 308	12 599	8 709	20 197	12 095	8 102	1 111	504	607
Шалкарский район	20 470	10 660	9 810	16 778	8 681	8 097	3 692	1 979	1 713
Иргизский район	6 805	3 635	3 170	5 824	3 069	2 755	981	566	415

Экономика.

Объем валового регионального продукта за январь-декабрь 2025г. составил в текущих ценах 5693380 млн. тенге. По сравнению с соответствующим периодом прошлого года реальный ВРП увеличился на 5,1%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 45,6%, услуг – 51,2%.

Индекс потребительских цен в апреле 2026г. по сравнению декабрем 2025г. составил 103,1%.

Цены на продовольственные товары выросли на 2,7%, непродовольственные товары – на 3,3%, платные услуги для населения – на 3,5%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в апреле 2026г. по сравнению с декабрем 2025г. повысились на 3,7%.

Объем розничной торговли в январе-апреле 2026г. составил 289162,2 млн. тенге или на 3,5% больше соответствующего периода 2025г.

Объем оптовой торговли в январе-апреле 2026г. составил 519995,6 млн. тенге или 101,1% к соответствующему периоду 2025г.

По предварительным данным в январе-марте 2026г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 181,5 млн. долларов США и по сравнению с январем-мартом 2025г. уменьшилась на 4,5%, в том числе экспорт – 37,6 млн. долларов США (на 5,5% меньше), импорт – 143,9 млн. долларов США (на 4,3% меньше).

Источник: stat.gov.kz Бюро национальной статистики. Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан.

4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

4.1 Инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу

Данный отчет представляет собой проект отчета к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Лактыбай» расположенный в Актюбинской области Республики Казахстан.

При разработке проекта были соблюдены основные принципы проведения отчета о возможных воздействиях, а именно:

- учет экологической ситуации на территории, оказывающейся в зоне влияния хозяйственной деятельности;
- информативность при проведении предварительного оценки воздействия на окружающую среду;
- понимание целостного характера проводимых процедур, выполнение их с учетом взаимосвязи, возникающих экологических последствий, с социальными, экологическими и экономическим и факторами.

Обоснование исходных, принятых для расчета количественных характеристик выбросов

Данные, заложенные в расчетах, получены на основании расчетов по утвержденным методикам, представленным:

- РНД 211.2.02.04-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2014г.;
- РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов) Астана, 2005г.;
- РНД 211.2.02.09-2004. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров. Астана, 2005 г.;
- Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996г.

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 (рекомендуемый)

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

Согласно 2 альтернативному варианту, предусматривает продолжение первого варианта с дополнительным бурением пяти вертикальных добывающих скважин в 2025-2032гг. Для реализации системы ППД предусмотрен перевод одной скважины под нагнетание

В таблицах 1.1-1.2 представлены программы проведения ГТМ согласно по двум вариантам разработки, в таблицах 1.3-1.6 представлены прогнозные технологические показатели разработки согласно двум вариантам.

Таблица 4.1-Адресная программа геолого-технических мероприятий, 1 вариант (рекомендуемый)

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 4.2 - 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

ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА

Далее рассматриваются стационарные источники воздействия на атмосферный воздух и сводные таблицы при реализации проекта по всем вариантам.

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до проектной глубины и желателен применение мобильных 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, для вертикальных и горизонтальных скважин. Технология бурения скважин более подробно будет изложена при разработке технического проекта на строительство эксплуатационных скважин.

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, расчет выбросов пыли, образуемой при подготовке площадки;
- Источник №6002, расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров;
- Источник №6003, расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками;
- Источник №6004, расчет выбросов неорганической пыли, при работе автосамосвала.

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха *при бурении* скважины будут являться:

Организованные источники:

- Источник №0001, буровая установка ZJ-70;
- Источник №0002, цементировочный агрегат;

Неорганизованные источники:

- Источник №6005, емкость для топлива;
- Источник №6006, сварочный пост;

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха *при освоении скважин* являются:

Организованные источники:

- Источник №0003, буровая установка;

Неорганизованный источник:

- Источник №6007, скважины.
- Источник №6008, насос для перекачки нефти;
- Источник №6009 емкость для топлива;

В целом по территории промплощадки выявлено:

- *при СМР* – 4 неорганизованных источников загрязнения;
- *при бурении* скважин – 5 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 3, неорганизованных – 2;
- *при освоении* скважин - 4 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 1, неорганизованных – 3.

Технологический процесс при эксплуатации месторождения по контарктной территории ТОО «Казахтуркмунай» по всем вариантам разработки происходит одинаково.

Согласно технологической схеме источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются:

Предварительными источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются:

Организованные источники:

0012, 0176 Дизельная электростанция (ДЭС) Volvo TAD 1631;

0017-001 Дежурная горелка Факела;
0017-002 Продувка Факела;
0018-001 Дежурная горелка Факела;
0018-002 Продувка Факела;
0018-003 ФНД при техническом обслуживании и ремонтных работах;
0020-0021 (001) Котельная «Erensan» (на газу);
0020-0021 (002) Котельная «Erensan» (на ДТ) (резервная);
0177 Котельная «Buderus»;
0197 Котельная «Buderus» резервная;
0026, 0178 Печь подогрева ППНП 0,65/63;
0045 Дизельная электростанция (ДЭС) «Watt Stream» (резервная);
0046 Силовой привод насоса «Denwer, Cat 3406B»;
0048, 0179 Продувочная свеча;
0049 Химическая лаборатория;
0050 Дизельная электростанция (ДЭС) MTU 12V2000 G23;
0184, 0185, 0186 ГТЭС;

Неорганизованные источники:

По 1 варианту 6001-6005, 6242, 6043 Скважина;

2026г-6;
2027г-7;
2028г-8;
2029г-9;
2030г-9;
2031г-10;
2032г-10;
2033г-10;
2034г-10;
2035г-11

По 2 варианту 6001-6005, 6242, 6243, 6247-6251 Скважина;

2026г-6;
2027г-7;
2028г-8;
2029г-9;
2030г-10;
2031г-11;
2032г-12;
2033г-11;
2034г-12;
2035г-13
2036г-13
2037г-14

6006 АГЗУ;
6007,6244 НГС;
6008 ГС;
6009 Емкость (Отстойник);
6010 Технологическая насосная;
6011, 6051 РВС;
6015, 6235, 6236 Дренажный емкость;
6019, 6052-6054, 6245 Емкость для хранения дизтопливо;
6022, 6057-6058, 6246 Насос внешний перекачки;
6024 Нефтесливная эстакада;
6025 Шламонакопитель;

6037, 6237 Компрессор;

В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 114 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 32, неорганизованных - 82.

Загрязняющими ингредиентами при бурении скважин могут быть следующие компоненты: углеводороды, сероводород, окись углерода, сажа, окислы азота, формальдегид, метан, сварочный аэрозоль, пыль неорганическая и другие компоненты.

Загрязненность атмосферного воздуха химическими веществами может влиять на состояние здоровья населения, на животный и растительный мир прилегающей территории. Воздействие на атмосферный воздух намечаемой деятельности оценивается с позиции соответствия законодательным и нормативным требованиям, предъявляемым к качеству воздуха.

Этапы бурения скважин будут сопровождаться выбросами вредных веществ в атмосферу. В период строительства новых скважин будет происходить загрязнение приземного слоя атмосферного воздуха от:

- токсичных выбросов двигателей внутреннего сгорания строительных машин, механизмов и автомобилей (передвижных источников);
- пыли, поднятой в воздух при строительных работах и движении автотранспорта;
- за счёт выбросов от проведения сварочных работ;
- бурения скважин.

Наличие и тип техники, организация работ приняты ориентировочно, с использованием аналогов. Конкретный объем, и организация работ будут определены в дальнейших этапах разработки месторождения.

4.1.1 Стационарные источники загрязнения

Расчеты выбросов вредных веществ произведены в соответствии с требованиями, сборниками методик, а также отраслевых методик для автомобильного транспорта и нефтехимического оборудования.

Количественный и качественный состав выбросов вредных веществ в атмосферу от стационарных источников приведен ниже.

ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ПЕРВОМУ ВАРИАНТУ РАЗРАБОТКИ:

На месторождении по I 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. Сводные таблицы приведены в таблице 4.3-4.8.

Сводные таблицы при эксплуатации за 2026-2035гг месторождения Лактыбай при реализации проекта по первому варианту разработки приведены в таблице 4.9.

Таблица 4.3 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве вертикальной скважины №№45,47 проектной глубиной 4771м

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)		Значение М/ЭНК
								1 скв	2 скв	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,0026	0,001573	0,003146	0,039325
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,000274	0,000166	0,000332	0,166
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	6,421666	62,2701	124,5402	1556,7525
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	8,348166	80,95113	161,90226	1349,1855
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	1,070277	10,37835	20,7567	207,567
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	2,140568	20,75711	41,51422	415,1422
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000036	0,000021	0,000042	0,002625
0337	Углерод оксид		5	3		4	5,351388	51,89175	103,7835	17,29725
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,014127	0,029255	0,05851	0,0005851
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,256866	2,490804	4,981608	249,0804
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,256866	2,490804	4,981608	249,0804
2754	Алканы C12-19		1			4	2,581666	24,91534	49,83068	24,91534
2907	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,424501	0,14042	0,28084	2,8084
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,000067	0,000041	0,000082	0,00041
	В С Е Г О :						26,869074	256,316864	512,633728	4072,037935

Таблица 4.4 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,0026	0,001573	0,039325
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,0002744	0,000166	0,166
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	6,421666666666	49,8231	1245,5775
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	8,348166666666	64,77003	1079,5005
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	1,070277777779	8,30385	166,077
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	2,140568555555	16,60811	332,1622
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000036	0,000017	0,002125

0337	Углерод оксид		5	3		4	5,35138888889	41,51925	13,83975
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,014127	0,029255	0,0005851
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,25686666666	1,992924	199,2924
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,25686666666	1,992924	199,2924
2754	Алканы C12-19		1			4	2,58166666666	19,93534	19,93534
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,424501	0,14042	2,8084
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,0000678	0,000041	0,00041
В С Е Г О :							26,869074	205,117	3258,693935

Таблица 4.5 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважины №27D, 50 с проектной глубиной 4500м.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)		Значение М/ЭНК
								1 скв	2 скв	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,0026	0,001573	0,003146	0,039325
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,000274	0,000166	0,000332	0,166
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	6,421666	54,2811	108,5622	1357,0275
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	8,348166	70,56543	141,13086	1176,0905
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	1,070277	9,04685	18,0937	180,937
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	2,140568	18,09411	36,18822	361,8822
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000036	0,000019	0,000038	0,002375
0337	Углерод оксид		5	3		4	5,351388	45,23425	90,4685	15,0780833
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,014127	0,028855	0,05771	0,0005771
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,256866	2,171244	4,342488	217,1244
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,256866	2,171244	4,342488	217,1244
2754	Алканы C12-19		1			4	2,581666	21,71894	43,43788	21,71894
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,424501	0,14042	0,28084	2,8084
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,000067	0,000041	0,000082	0,00041
В С Е Г О :							26,869074	223,454242	446,908484	3550,00011

Таблица 4.6 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважины №49, 14D с проектной глубиной 4500м.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)		Значение М/ЭНК
								1 скв	2 скв	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,002600	0,001573	0,003146	0,039325
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,000274	0,000166	0,000332	0,166
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	6,421667	54,281100	108,5622	1357,0275
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	8,348167	70,565430	141,13086	1176,0905
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	1,070278	9,046850	18,0937	180,937
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	2,140569	18,094110	36,18822	361,8822
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000036	0,000019	0,000038	0,002375
0337	Углерод оксид		5	3		4	5,351389	45,234250	90,4685	15,0780833
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,014127	0,028855	0,05771	0,0005771
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,256867	2,171244	4,342488	217,1244
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,256867	2,171244	4,342488	217,1244
2754	Алканы C12-19		1			4	2,581667	21,718940	43,43788	21,71894
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,424501	0,140420	0,28084	2,8084
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,000068	0,000041	0,000082	0,00041
	В С Е Г О :						26,869075	223,454242	446,908484	3550,00011

Таблица 4.7 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве резервуарных скважин №61, 62 с проектной глубиной 4771м.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)		Значение М/ЭНК
								1 скв	2 скв	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,002600	0,001573	0,003146	0,039325
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,000274	0,000166	0,000332	0,166
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	6,421667	62,2701	124,5402	1556,7525
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	8,348167	80,95113	161,90226	1349,1855
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	1,070278	10,37835	20,7567	207,567
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	2,140569	20,75711	41,51422	415,1422
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000036	0,000021	0,000042	0,002625
0337	Углерод оксид		5	3		4	5,351389	51,89175	103,7835	17,29725

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,014127	0,029255	0,05851	0,0005851
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,256867	2,490804	4,981608	249,0804
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,256867	2,490804	4,981608	249,0804
2754	Алканы C12-19		1			4	2,581667	24,91534	49,83068	24,91534
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,424501	0,14042	0,28084	2,8084
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,000068	0,000041	0,000082	0,00041
	В С Е Г О :						26,869075	256,316864	512,633728	4072,037935

Таблица 4.8 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве оценочных скважин №№ОС-1, 51,52,53,54,55.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)		Значение М/ЭНК
								1 скв	6 скв	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,002600	0,001573	0,009438	0,039325
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,000274	0,000166	0,000996	0,166
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	6,421667	62,270100	373,6206	1556,7525
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	8,348167	80,951130	485,70678	1349,1855
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	1,070278	10,378350	62,2701	207,567
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	2,140569	20,757110	124,54266	415,1422
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000036	0,000021	0,000126	0,002625
0337	Углерод оксид		5	3		4	5,351389	51,891750	311,3505	17,29725
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,014127	0,029255	0,17553	0,0005851
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,256867	2,490804	14,944824	249,0804
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,256867	2,490804	14,944824	249,0804
2754	Алканы C12-19		1			4	2,581667	24,915340	149,49204	24,91534
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,424501	0,140420	0,84252	2,8084
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,000068	0,000041	0,000246	0,00041
	В С Е Г О :						26,869075	256,316864	1537,901184	4072,037935

Таблица 4.9-Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2026-2035гг по 1 варианту разработки																						
Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества																				
		2026г		2027г		2028г		2029г		2030г		2031г		2032г		2033г		2034г		2035г		Итого за 10 лет
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0,00135	0,00748	0,00135	0,00748	0,00135	0,00748	0,001350	0,007480	0,001350	0,007480	0,001350	0,007480	0,001350	0,007480	0,001350	0,007480	0,001350	0,007480	0,001350	0,007480	0,0748
143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0,00012	0,00064	0,00012	0,00064	0,00012	0,00064	0,000120	0,000640	0,000120	0,000640	0,000120	0,000640	0,000120	0,000640	0,000120	0,000640	0,000120	0,000640	0,000120	0,000640	0,0064
301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	3,298306	65,392472	3,543106	73,072472	3,975906	86,622473	4,337506	98,032473	4,549806	100,965473	4,318306	97,552473	4,273506	96,006473	3,737506	79,312473	3,487906	71,320473	3,199906	62,272473	830,549728
302	Азотная кислота (5)	0,000433	0,013665	0,000433	0,013665	0,000433	0,013666	0,000433	0,013666	0,000433	0,013666	0,000433	0,013666	0,000433	0,013666	0,000433	0,013666	0,000433	0,013666	0,000433	0,013666	0,136658
304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1,756722	16,515176	1,796502	17,763176	1,866802	19,965076	1,925592	21,819176	1,959992	22,295776	1,922472	21,741176	1,915162	21,489976	1,828092	18,777176	1,787532	17,478476	1,740732	16,008176	193,85336
328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,270965	1,405781	0,270966	1,405781	0,270966	1,405781	0,270966	1,405781	0,270966	1,405781	0,270966	1,405781	0,270966	1,405781	0,270966	1,405781	0,270966	1,405781	0,270966	1,405781	14,05781
330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,68559	4,38638	0,686187	4,392822	0,686187	4,392822	0,686187	4,392822	0,686187	4,392822	0,686187	4,392822	0,686187	4,392822	0,686187	4,392822	0,686187	4,392822	0,686187	4,392822	43,921778
333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,01037	0,05949	0,010373	0,059755	0,010549	0,061375	0,010373	0,060955	0,010549	0,061975	0,010373	0,060355	0,010549	0,061395	0,010373	0,059275	0,010373	0,058735	0,010373	0,058015	0,601325
337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	17,505048	423,363219	18,302088	448,626067	19,720834	493,001170	20,892468	530,266210	21,840068	543,360410	20,845974	528,496117	20,697208	523,733704	18,949683	468,867562	18,126075	442,930552	17,189553	413,260738	4815,905749
342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,0001	0,00053	0,000100	0,000530	0,0001	0,00053	0,000100	0,000530	0,000100	0,000530	0,000100	0,000530	0,000100	0,000530	0,000100	0,000530	0,000100	0,000530	0,000100	0,000530	0,0053
344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюмината) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,00042	0,00231	0,00042	0,00231	0,00042	0,00231	0,000420	0,002310	0,000420	0,002310	0,000420	0,002310	0,000420	0,002310	0,000420	0,002310	0,000420	0,002310	0,000420	0,002310	0,0231
410	Метан (727*)	0,608301	18,759404	0,693334	21,454565	0,844266	26,181989	0,969688	30,164321	0,969688	30,164321	0,964728	29,975480	0,948430	29,460682	0,762422	23,614023	0,674556	20,846940	0,574643	17,681624	248,303349
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	12,550654	73,562743	12,550654	73,866344	12,762504	75,857044	12,550654	75,306744	12,762504	76,572244	12,550654	74,586944	12,762504	75,883644	12,550654	73,280744	12,550654	72,632344	12,550654	71,755344	743,304139
416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	4,652100	27,432825	4,652100	27,545105	4,730650	28,282545	4,652100	28,077825	4,730650	28,547005	4,652100	27,811565	4,730650	28,292345	4,652100	27,328505	4,652100	27,088665	4,652100	26,764325	277,17071
602	Бензол (64)	0,060432	0,346989	0,060432	0,348449	0,061457	0,358089	0,060432	0,355409	0,061457	0,361529	0,060432	0,351929	0,061457	0,358209	0,060432	0,345609	0,060432	0,342489	0,060432	0,338249	3,50695
616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,248716	0,733044	0,248716	0,733506	0,249039	0,736538	0,248716	0,735692	0,249039	0,737622	0,248716	0,734600	0,249039	0,736578	0,248716	0,732616	0,248716	0,731632	0,248716	0,730302	7,34213
621	Метилбензол (349)	0,048806	0,559801	0,048806	0,560721	0,049451	0,566781	0,048806	0,565101	0,049451	0,568961	0,048806	0,562921	0,049451	0,566861	0,048806	0,558941	0,048806	0,556981	0,048806	0,554321	5,62139
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	1,9986

	Акрилальдегид (474)																					
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	1,9986
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	0,021667	0,683280	0,021667	0,683280	0,021667	0,683280	0,021667	0,683280	0,021667	0,683280	0,021667	0,683280	0,021667	0,683280	0,021667	0,683280	0,021667	0,683280	0,021667	0,683280	6,8328
2744	Синтетические моющие средства: "Бриз", "Вихрь", "Лотос", "Лотос-автомат", "Юка", "Эра" (1132*)	0,001083	0,034164	0,001083	0,034164	0,001083	0,034164	0,001083	0,034164	0,001083	0,034164	0,001083	0,034164	0,001083	0,034164	0,001083	0,034164	0,001083	0,034164	0,001083	0,034164	0,34164
2752	Уайт-спирит (1294*)	0,218800	0,282400	0,218800	0,282400	0,218800	0,282400	0,218800	0,282400	0,218800	0,282400	0,218800	0,282400	0,218800	0,282400	0,218800	0,282400	0,218800	0,282400	0,218800	0,282400	2,824
2754	Алканы C12-19	1,403076	32,488310	1,403076	32,488310	1,403076	32,488310	1,403076	32,488310	1,403076	32,488310	1,403076	32,488310	1,403076	32,488310	1,403076	32,488310	1,403076	32,488310	1,403076	32,488310	324,8831
2902	Взвешенные частицы (116)	0,160400	0,207000	0,160400	0,207000	0,160400	0,207000	0,160400	0,207000	0,160400	0,207000	0,160400	0,207000	0,160400	0,207000	0,160400	0,207000	0,160400	0,207000	0,160400	0,207000	2,07
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,000180	0,000980	0,000180	0,000980	0,000180	0,000980	0,000180	0,000980	0,000180	0,000980	0,000180	0,000980	0,000180	0,000980	0,000180	0,000980	0,000180	0,000980	0,000180	0,000980	0,0098
	ВСЕГО	43,588952	666,637821	44,756200	703,949244	47,121546	771,552164	48,546424	825,3029899	50,033293	843,554400	48,472650	821,792643	48,548045	816,508950	45,698874	732,796007	44,497239	693,906370	43,126005	649,342650	7525,343239

Вывод: По расчетным данным проекта на месторождении Лактыбай стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается: **по 1 рекомендуемому варианту** разработки:

- при строительстве вертикальных скв.№№ 45, 47 проектной глубиной 4771м-**512,633728**т/год;
- при строительстве вертикальных скважин №№ 48 проектной глубиной 4200 м - **205,117**т/год;
- при строительстве вертикальных скважин №№ 27D, 50 проектной глубиной 4500 м - **446,908484**т/год;
- при строительстве вертикальных скважин №№ 49, 14D проектной глубиной 4200 м - **446,908484**т/год;
- при строительстве резервных скважин №№ 61, 62 проектной глубиной 4771 м - **512,633728**т/год;
- при строительстве оценочных скважин №№ ОС-1, 51, 52, 53, 54, 55 проектной глубиной 4771 м - **1537,901184**т/год;

При эксплуатации

- при эксплуатации месторождения в 2026г - 666,637821 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2027г - 703,949243 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2028г - 771,552163 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2029г - 825,302989 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2030г - 843,554399 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2031г - 821,792642 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2032г - 816,508950 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2033г - 732,796007 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2034г - 693,906370т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2035г - 649,342650 т/год.

ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ВТОРОМУ ВАРИАНТУ:

На месторождении по II варианту разработки (рекомендуемый) предусматривается бурение 12 вертикальных скважин №№45, 47, 48, 49, 27D, 14D, 50,56,57,58,59,60.

Сводные таблицы при эксплуатации за 2026-2035гг месторождения Лактыбай при реализации проекта по второму варианту разработки приведены в таблице 4.16.

Таблица 4.10 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве вертикальной скважины №№ 45,47,56 проектной глубиной 4771м

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)		Значение М/ЭНК
								1 скв	3 скв	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,0026	0,001573	0,004719	0,039325
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,000274	0,000166	0,000498	0,166
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	6,421666	62,2701	186,8103	1556,7525
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	8,348166	80,95113	242,85339	1349,1855
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	1,070277	10,37835	31,13505	207,567
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	2,140568	20,75711	62,27133	415,1422
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000036	0,000021	0,000063	0,002625
0337	Углерод оксид		5	3		4	5,351388	51,89175	155,67525	17,29725
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,014127	0,029255	0,087765	0,0005851
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,256866	2,490804	7,472412	249,0804
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,256866	2,490804	7,472412	249,0804
2754	Алканы C12-19		1			4	2,581666	24,91534	74,74602	24,91534
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,424501	0,14042	0,42126	2,8084
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,000067	0,000041	0,000123	0,00041
	В С Е Г О :						26,869074	256,316864	768,950592	4072,037935

Таблица 4.11. - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом чистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,0026	0,001573	0,039325
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,0002744	0,000166	0,166
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	6,42166666666	49,8231	1245,5775
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	8,34816666666	64,77003	1079,5005
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	1,07027777779	8,30385	166,077
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	2,14056855555	16,60811	332,1622
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000036	0,000017	0,002125
0337	Углерод оксид		5	3		4	5,35138888889	41,51925	13,83975
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,014127	0,029255	0,0005851
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,25686666666	1,992924	199,2924
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,25686666666	1,992924	199,2924
2754	Алканы C12-19		1			4	2,58166666666	19,93534	19,93534
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,424501	0,14042	2,8084
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,0000678	0,000041	0,00041
	В С Е Г О :						26,86907476	205,117	3258,693935

Таблица 4.12. - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве вертикальных скважин №№27D,50, 57, 58 глубиной 4500м

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)		Значение М/ЭНК
								1 скв	4 скв	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,0026	0,001573	0,006292	0,039325
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,000274	0,000166	0,000664	0,166
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	6,421666	54,2811	217,1244	1357,0275
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	8,348166	70,56543	282,26172	1176,0905
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	1,070277	9,04685	36,1874	180,937
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	2,140568	18,09411	72,37644	361,8822
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000036	0,000019	0,000076	0,002375

0337	Углерод оксид		5	3		4	5,351388	45,23425	180,937	15,0780833
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,014127	0,028855	0,11542	0,0005771
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,256866	2,171244	8,684976	217,1244
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,256866	2,171244	8,684976	217,1244
2754	Алканы C12-19		1			4	2,581666	21,71894	86,87576	21,71894
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,424501	0,14042	0,56168	2,8084
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,000067	0,000041	0,000164	0,00041
В С Е Г О :							26,869074	223,454242	893,816968	3550,00011

Таблица 4.13 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважины №49, 14D, 59, 60 с проектной глубиной 4500м.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)		Значение М/ЭНК
								1 скв	4 скв	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,002600	0,001573	0,006292	0,039325
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,000274	0,000166	0,000664	0,166
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	6,421667	54,281100	217,1244	1357,0275
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	8,348167	70,565430	282,26172	1176,0905
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	1,070278	9,046850	36,1874	180,937
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	2,140569	18,094110	72,37644	361,8822
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000036	0,000019	0,000076	0,002375
0337	Углерод оксид		5	3		4	5,351389	45,234250	180,937	15,0780833
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,014127	0,028855	0,11542	0,0005771
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,256867	2,171244	8,684976	217,1244
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,256867	2,171244	8,684976	217,1244
2754	Алканы C12-19		1			4	2,581667	21,718940	86,87576	21,71894
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,424501	0,140420	0,56168	2,8084
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,000068	0,000041	0,000164	0,00041
В С Е Г О :							26,869075	223,454242	893,816968	3550,00011

Таблица 4.14 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве резервуарных скважин №61, 62 с проектной глубиной 4771м.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)		Значение М/ЭНК
								1 скв	2 скв	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,002600	0,001573	0,003146	0,039325
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,000274	0,000166	0,000332	0,166
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	6,421667	62,2701	124,5402	1556,7525
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	8,348167	80,95113	161,90226	1349,1855
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	1,070278	10,37835	20,7567	207,567
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	2,140569	20,75711	41,51422	415,1422
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000036	0,000021	0,000042	0,002625
0337	Углерод оксид		5	3		4	5,351389	51,89175	103,7835	17,29725
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,014127	0,029255	0,05851	0,0005851
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,256867	2,490804	4,981608	249,0804
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,256867	2,490804	4,981608	249,0804
2754	Алканы C12-19		1			4	2,581667	24,91534	49,83068	24,91534
2907	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,424501	0,14042	0,28084	2,8084
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,000068	0,000041	0,000082	0,00041
	В С Е Г О :						26,869075	256,316864	512,633728	4072,037935

Таблица 4.15 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве оценочных скважин №№ОС-1, 51,52,53,54,55.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)		Значение М/ЭНК
								1 скв	6 скв	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,002600	0,001573	0,009438	0,039325
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,000274	0,000166	0,000996	0,166
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	6,421667	62,270100	373,6206	1556,7525
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	8,348167	80,951130	485,70678	1349,1855
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	1,070278	10,378350	62,2701	207,567
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	2,140569	20,757110	124,54266	415,1422
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000036	0,000021	0,000126	0,002625
0337	Углерод оксид		5	3		4	5,351389	51,891750	311,3505	17,29725
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,014127	0,029255	0,17553	0,0005851
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,256867	2,490804	14,944824	249,0804
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,256867	2,490804	14,944824	249,0804
2754	Алканы C12-19		1			4	2,581667	24,915340	149,49204	24,91534
2907	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,424501	0,140420	0,84252	2,8084
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,000068	0,000041	0,000246	0,00041
	В С Е Г О :						26,869075	256,316864	1537,901184	4072,037935

Таблица 4.16. Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2026-2035гг по 2 варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества																				
		2026г		2027г		2028г		2029г		2030г		2031г		2032г		2033г		2034г		2035г		Итого за 10 лет
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0,00135	0,007480	0,00135	0,00748	0,00135	0,00748	0,001350	0,007480	0,001350	0,007480	0,001350	0,007480	0,001350	0,007480	0,001350	0,007480	0,001350	0,007480	0,001350	0,007480	0,0748
143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0,00012	0,000640	0,00012	0,00064	0,00012	0,00064	0,000120	0,000640	0,000120	0,000640	0,000120	0,000640	0,000120	0,000640	0,000120	0,000640	0,000120	0,000640	0,000120	0,000640	0,0064
301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	3,250006	63,029673	3,49240606	70,805672794	3,92440606	84,389672794	4,315606	96,629673	4,315606	96,629673	4,315606	96,629673	4,320406	96,869673	4,015606	87,269673	3,650806	75,749673	3,523606	71,669673	839,67273
302	Азотная кислота (5)	0,000433	0,013666	0,000433	0,0136656	0,000433	0,0136656	0,000433	0,013666	0,000433	0,013666	0,000433	0,013666	0,000433	0,013666	0,000433	0,013666	0,000433	0,013666	0,000433	0,013666	0,136659
304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1,749032	16,131276	1,7884222325	17,394876	1,8586222325	19,6022762203	1,922192	21,591276	1,922192	21,591276	1,922192	21,591276	1,922972	21,630276	1,873442	20,070276	1,814162	18,198276	1,793492	17,535276	195,33636
328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,270966	1,405781	0,270965946	1,405781117	0,270965946	1,405781117	0,270966	1,405781	0,270966	1,405781	0,270966	1,405781	0,270966	1,405781	0,270966	1,405781	0,270966	1,405781	0,270966	1,405781	14,05781
330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,686187	4,392822	0,6861874	4,3928222899	0,6861874	4,3928222899	0,686187	4,392822	0,686187	4,392822	0,686187	4,392822	0,686187	4,392822	0,686187	4,392822	0,686187	4,392822	0,686187	4,392822	43,928221
333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,010549	0,060395	0,0105492	0,0606550026	0,0105492	0,0613750026	0,010549	0,061855	0,010549	0,062255	0,010549	0,062155	0,010549	0,062335	0,010549	0,061215	0,010549	0,060395	0,010549	0,060135	0,61277
337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	17,324623	414,271628	18,11834246	439,53115399	19,53308846	483,84325699	20,795068	524,004110	20,795068	524,004110	20,795068	524,004110	20,828278	524,777903	19,831978	493,371206	18,636418	455,717708	18,217972	442,556585	4826,081771
342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,0001	0,000530	0,0001	0,00053	0,0001	0,00053	0,000100	0,000530	0,000100	0,000530	0,000100	0,000530	0,000100	0,000530	0,000100	0,000530	0,000100	0,000530	0,000100	0,000530	0,0053
344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,00042	0,002310	0,00042	0,00231	0,00042	0,00231	0,000420	0,002310	0,000420	0,002310	0,000420	0,002310	0,000420	0,002310	0,000420	0,002310	0,000420	0,002310	0,000420	0,002310	0,0231
410	Метан (727*)	0,599444	18,457541	0,684122187	21,152346679	0,835053987	25,879771579	0,969688	30,164321	0,969688	30,164321	0,969688	30,164321	0,973231	30,246873	0,866941	26,896258	0,739393	22,879205	0,694751	21,475114	257,480072
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	12,762504	74,676244	12,762504	74,97984395	12,762504	75,85704395	12,762504	76,420244	12,762504	76,902444	12,762504	76,793844	12,762504	77,010444	12,762504	75,658244	12,762504	74,675844	12,762504	74,342244	757,31644
416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	4,730650	27,845825	4,73065	27,958105376	4,73065	28,282545376	4,730650	28,490825	4,730650	28,669205	4,730650	28,629005	4,730650	28,709145	4,730650	28,209005	4,730650	27,845605	4,730650	27,722225	282,361491
602	Бензол (64)	0,061457	0,352389	0,06145682	0,3538490226	0,06145682	0,3580890226	0,061457	0,360809	0,061457	0,363129	0,061457	0,362609	0,061457	0,363649	0,061457	0,357129	0,061457	0,352369	0,061457	0,350769	3,57479
616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,249039	0,734744	0,24903864	0,73520600722	0,24903864	0,73653800722	0,249039	0,737392	0,249039	0,738124	0,249039	0,737960	0,249039	0,738288	0,249039	0,736236	0,249039	0,734744	0,249039	0,734238	7,36347
621	Метилбензол (349)	0,049451	0,563201	0,04945096	0,5641210144	0,04945096	0,5667810144	0,049451	0,568501	0,049451	0,569961	0,049451	0,569641	0,049451	0,570281	0,049451	0,566181	0,049451	0,563201	0,049451	0,562181	5,66405
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акроленн, Акрилальдегид) (474)	0,042653	0,199860	0,042653	0,19986	0,042653	0,19986	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	1,9986
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,042653	0,199860	0,042653	0,19986	0,042653	0,19986	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	0,042653	0,199860	1,9986
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	0,021667	0,683280	0,021667	0,68328	0,021667	0,68328	0,021667	0,683280	0,021667	0,683280	0,021667	0,683280	0,021667	0,683280	0,021667	0,683280	0,021667	0,683280	0,021667	0,683280	6,8328
2744	Синтетические моющие средства: "Бриз", "Вихрь", "Лотос", "Лотос-	0,001083	0,034164	0,001083	0,034164	0,001083	0,034164	0,001083	0,034164	0,001083	0,034164	0,001083	0,034164	0,001083	0,034164	0,001083	0,034164	0,001083	0,034164	0,001083	0,034164	0,34164

	автомат", "Юка", "Эра" (1132*)																					
2752	Уайт-спирит (1294*)	0,218800	0,282400	0,2188	0,2824	0,2188	0,2824	0,218800	0,282400	0,218800	0,282400	0,218800	0,282400	0,218800	0,282400	0,218800	0,282400	0,218800	0,282400	0,218800	0,282400	2,824
2754	Алканы C12-19	1,403076	32,488310	1,403076	32,48831	1,403076	32,48831	1,403076	32,488310	1,403076	32,488310	1,403076	32,488310	1,403076	32,488310	1,403076	32,488310	1,403076	32,488310	1,403076	32,488310	324,8831
2902	Взвешенные частицы (116)	0,160400	0,207000	0,1604	0,207	0,1604	0,207	0,160400	0,207000	0,160400	0,207000	0,160400	0,207000	0,160400	0,207000	0,160400	0,207000	0,160400	0,207000	0,160400	0,207000	2,07
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20	0,000180	0,000980	0,00018	0,00098	0,00018	0,00098	0,000180	0,000980	0,000180	0,000980	0,000180	0,000980	0,000180	0,000980	0,000180	0,000980	0,000180	0,000980	0,000180	0,000980	0,0098
	ВСЕГО	43,636844	656,041999	44,79703091	693,4549131	46,86490871	759,496433	48,716293	818,948090	48,716293	819,613582	48,716293	819,463678	48,758626	820,897951	47,301706	773,114507	45,554518	716,696103	44,943560	696,927523	7574,654779

Вывод: По расчетным данным проекта на месторождении Лактыбай стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:
по II варианту разработки:

- при строительстве вертикальных скв.№№ 45, 47, 56 проектной глубиной 4771м-**768,950592**т/год;
- при строительстве вертикальных скважин №№ 48 проектной глубиной 4200 м - **205,117**т/год;
- при строительстве вертикальных скважин №№ 27D, 50, 57, 58 проектной глубиной 4500 м - **893,816968**т/год;
- при строительстве вертикальных скважин №№ 49, 14D, 59, 60 проектной глубиной 4200 м - **893,816968**т/год;
- при строительстве резервных скважин №№ 61, 62 проектной глубиной 4771 м - **512,633728**т/год;
- при строительстве оценочных скважин №№ ОС-1, 51, 52, 53, 54, 55 проектной глубиной 4771 м - **1537,901184**т/год;

При эксплуатации

- на 2026г - **656,041999 т/год;**
- на 2027г - **693,454913 т/год;**
- на 2028г - **759,496432 т/год;**
- на 2029г - **818,948089 т/год;**
- на 2030г - **819,613581 т/год;**
- на 2031г - **819,463677 т/год;**
- на 2032г - **820,897950 т/год;**
- на 2033г - **773,114506 т/год;**
- на 2034г - **716,696103 т/год;**
- на 2035г - **696,927523 т/год.**

4.2. Расчет рассеивания вредных веществ в атмосферу

В соответствии с нормами проектирования вновь создаваемых предприятий в Казахстане для оценки влияния выбросов вредных веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями РНД 211.2.01.01-97 «Методики расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий».

Данная методика предназначена для расчета приземных концентраций в двухметровом слое над поверхностью земли. При этом «степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим рассчитанным значением концентрации, соответствующим неблагоприятным метеорологическим параметрам, в том числе опасной скорости ветра».

На основании проведенной инвентаризации источников выбросов были выявлены все источники загрязняющих веществ, находящихся на территории промышленной площадки, перечень вредных веществ, содержащихся в них и объемы выбросов. Моделирование рассеивания указанных вредных веществ в атмосфере от промплощадки проводилось с помощью ПК «ЭРА» (версия 4.0).

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующее неблагоприятным метеорологическим условиям, принята в расчетах равным 200. В нижеследующей таблице 4.2.1. приведены метеорологические характеристики, полученные с РГП «Казгидромет».

Таблица 4.6 - Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (февраль)	-8,6
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль)	+31,9
Количество осадков за год (теплый период) мм	87,3
Количество осадков за год (холодный период) мм	126,0
Среднее скорость ветра, м/с	2,2

Приземные концентрации загрязняющих веществ в атмосфере определены при наихудших для рассеивания выбросов метеорологических условиях и максимально возможных выбросах от оборудования.

Для учета выбросов действующих источников месторождения в качестве фоновых приняты усредненные данные результатов мониторинга атмосферного воздуха на границе СЗЗ предприятия согласно отчетам производственного экологического контроля за 2024 года для ТОО «Казахтуркмунай».

Расчеты рассеивания выполнены по всем ингредиентам и группам суммаций, присутствующим в выбросах источников загрязнения атмосферы производственных объектов с учетом фоновых концентраций.

Расчеты приземных концентраций выполнены с учетом одновременной работы технологического оборудования при проведении планируемых работ на месторождении Лактыбай.

В качестве критерия для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха применялись значения максимально разовых предельно допустимых концентраций веществ в атмосферном воздухе для населенных мест и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ). Значения ПДК и ОБУВ приняты на основании действующих санитарно-гигиенических нормативов (СанПиН) Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» утвержденные Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15.

Для оценки влияния проводимых буровых работ на состояние атмосферного воздуха математическим моделированием процессов рассеивания загрязняющих веществ определены расстояния до изолинии приземной концентрации составляющей 1,0 ПДК_{м.р.}. Расстояния определялись от источников выбросов до рассматриваемых изолиний.

Анализ результатов расчета химического загрязнения атмосферы

Анализ проведенных расчетов загрязнения атмосферы показал, что приземные концентрации по всем веществам не превысят 1,0 ПДК на границе санитарно-защитной зоны ни по одному из веществ, т.е. выбросы вредных веществ не создадут концентраций, превышающих предельно допустимый уровень на границе СЗЗ.

Расчетом определена область воздействия, границы которой не выходят за границы санитарно-защитной зоны.

Таким образом, для всех ингредиентов выполняется следующее условие:
 $C_p + C_{ф} < \text{ПДК}$.

Максимальная приземная концентрация 0,55 ПДК на границе СЗЗ наблюдается по группе суммации сероводорода и диоксида серы.

По всем остальным ингредиентам величины приземных концентраций в районе расположения месторождения Лактыбай значительно ниже предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами, и расстояния до изолиний 1,0 ПДК и меньше приведенных в анализе. Концентрации всех загрязняющих веществ при бурении новых скважин и при эксплуатации месторождения в 2026-2035гг не превышают 1 ПДК на границе СЗЗ. Санитарно-защитная зона месторождения составляет 500м.

4.3. Обоснование размера санитарно-защитной зоны

Размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятий принимаются в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденными правительством РК от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.

Согласно утвержденному «Проекту обоснование размеров санитарно-защитной зоны для объектов ТОО «Казахтуркмунай» результаты проведенных измерений показали, что на границе СЗЗ (север, юг, запад, восток) концентрации загрязняющих веществ по всем ингредиентам не превышали 1 ПДК для каждого отдельного взятого вещества. Нормативным размером СЗЗ установлено 500м от крайнего источника с учетом роза ветров.

Установленный размер СЗЗ соответствует СП «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утв. приказом МЗ РК №ҚР ДСМ-2 от 11.01.2022г согласно которому размер санитарно-защитной зоны объекта по добыче и разведке нефти составляет не менее 500 м.

4.4. Характеристика источников физического воздействия

Одной из форм физического воздействия на окружающую среду являются упругие колебания, распространяющиеся в виде звуковых и вибрационных волн.

Проведение поисково-разведочных работ сопровождается следующими факторами физического воздействия: шум, ударные волны, вибрация.

Источниками шумового воздействия на проектируемом объекте будут являться:

- буровая установка;
- дизельная электростанция;
- передвижные источники.

Шумовой эффект возникает непосредственно на производственной площадке объекта.

Наиболее интенсивное шумовое воздействие наблюдается при ведении поисково-разведочных работ. Согласно литературным данным уровень звука, создаваемый источниками, составляет:

- буровые станки – 115 дБА;
- погрузочные машины – 105 дБА;
- автомобили – 93 дБА;

По литературным данным, на основании опытных работ высокий уровень шума от генераторов отмечается на расстоянии 1 м от источника.

Уровень шума и параметры вибрации в производственных помещениях и на рабочих местах обслуживающего персонала не должны превышать норм, указанных в «Санитарных нормах и правилах по ограничению шума при производстве» и «Санитарных нормах и правилах при работе с инструментами, механизмами и оборудованием, создающими вибрации, передаваемые на руки работающих».

Предельно допустимые уровни (далее – ПДУ) вредного воздействия физических факторов на здоровье работающих должны соответствовать требованиям приказа Министра национальной экономики от **16 февраля 2022 года № КР ДСМ-15 «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека»**, предельно-допустимый уровень шума на производственных предприятиях не должен превышать 80 дБА.

Проектом предусматриваются:

- средства защиты от шума и вибрации, противошумовые наушники;
- виброизолирующая площадка конструкции.

Принятые технологические решения, обеспечивают эквивалентный уровень звука на рабочих местах не выше 80 дБА.

В связи с тем, что при уровне шума в пределах 40-50 дБА заметного раздражения у людей не наблюдается, считаем, что уровень шума, создаваемый источниками физического воздействия при проведении работ низкий, не будет оказывать воздействия на расстоянии 50-100 м от источника.

4.5 Водоснабжение и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Приказа Министра здравоохранения РК от 20 февраля 2023 года №26 «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

На месторождении вода для питьевых нужд – привозная согласно договору. Техническая вода осуществляется согласно договору.

Расчет норм водопотребления и водоотведения

При суточной норме потребления питьевой и хоз-бытовой воды 150 л/сут (СНиП РК 4.01-02-2009) общий объем потребления воды для работников ориентировочно составляет:

Баланс водопотребления и водоотведения согласно 1 варианту разработки

Таблица 4.7- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных скважин №№45,47 проектной глубиной 4771м

Потребитель	Цикл строительства	Кол-во чел	Расход воды	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут	м³/скв/цикл	м³/сут	м³/скв/цикл
			л/сут	.	л	.	л
1	2	3	4	5	6	7	8
Вертикальная 1 скважина							

при бурении вертикальных скважин	172,62	70	0,15	10,50	1812,51	10,50	1812,51
Итого:					1812,51		1812,51
2 скважины							
при бурении вертикальных скважин	345,24	70	0,15	10,50	3625,02	10,50	3625,02
Итого:					3625,02		3625,02

Таблица 4.8- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м

Потребитель	Цикл строительства	Кол-во чел	Расход воды	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут	м³/скв/цикл	м³/сут	м³/скв/цикл
				л/сут	л	л	л
1	2	3	4	5	6	7	8
Вертикальная 1 скважина							
при бурении вертикальных скважин	140,76	70	0,15	10,50	1477,98	10,50	1477,98
Итого:					1477,98		1477,98

Таблица 4.5.3.- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважины №27D, 50 проектной глубиной 4500м.

Потребитель	Цикл строительства	Кол-во чел	Расход воды	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут	м³/скв/цикл	м³/сут	м³/скв/цикл
				л/сут	л	л	л
1	2	3	4	5	6	7	8
Вертикальная 1 скважина							
при бурении вертикальных скважин	152,39	70	0,15	10,50	1600,095	10,50	1600,095
Итого:					1600,095		1600,095
2 скважины							
при бурении вертикальных скважин	304,78	70	0,15	10,50	3200,19	10,50	3200,19
Итого:					1600,095		1600,095

Таблица 4.5.6. – Расчет водопотребления и водоотведения при строительстве скважины №14D, 49 проектной глубиной 4500м.

Потребитель	Цикл строительства	Кол-во чел	Расход воды	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут	м³/скв/цикл	м³/сут	м³/скв/цикл
				л/сут	л	л	л
1	2	3	4	5	6	7	8
Вертикальная 1 скважина							
при бурении вертикальных скважин	152,39	70	0,15	10,50	1600,095	10,50	1600,095
Итого:					1600,095		1600,095
2 скважины							
при бурении вертикальных скважин	304,78	70	0,15	10,50	3200,19	10,50	3200,19
Итого:					1600,095		1600,095

Таблица 4.5.7 – Расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин №61, 62 проектной глубиной 4771м.

Потребитель	Цикл строительства	Кол-во чел	Расход воды л/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут	м³/скв/цикл	м³/сут	м³/скв/цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
1 скважина							
при бурении вертикальных скважин	152,39	70	0,15	10,50	1600,095	10,50	1600,095
Итого:					1600,095		1600,095
2 скважины							
при бурении вертикальных скважин	304,78	70	0,15	10,50	3200,19	10,50	3200,19
Итого:					1600,095		1600,095

Таблица 4.5.8 – Расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин №ОС-1, 51,52,53,54,55 проектной глубиной 4771м.

Потребитель	Цикл строительства	Кол-во чел	Расход воды л/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут	м³/скв/цикл	м³/сут	м³/скв/цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
Вертикальная 1 скважина							
при бурении вертикальных скважин	172,62	70	0,15	10,50	1812,51	10,50	1812,51
6 скважины							
при бурении вертикальных скважин	1035,72	70	0,15	10,50	10875,06	10,50	10875,06

Таблица 4.9.9 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2026-2035 гг

Потребитель	Продолжительность сутки	Коли- чество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
2026 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	3	3832,5	3	3832,5
2027 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	3	3832,5	3	3832,5
2028 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	3	3832,5	3	3832,5
2029 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	3	3832,5	3	3832,5
2030 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	3	3832,5	3	3832,5

2031 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	3	3832,5	3	3832,5
2032 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	3	3832,5	3	3832,5
2033 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	3	3832,5	3	3832,5
2034 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	3	3832,5	3	3832,5
2035 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	3	3832,5	3	3832,5
Итого:					38325		38325

Баланс водопотребления и водоотведения согласно 2 варианту разработки

Таблица 4.5.10- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных скважин №№45,47,56 проектной глубиной 4700м

Потребитель	Цикл строительства	Кол-во чел	Расход воды	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут	м³/скв/цикл	м³/сут	м³/скв/цикл
			л/сут	.	л	.	л
1	2	3	4	5	6	7	8
Вертикальная 1 скважина							
при бурении вертикальных скважин	172,62	70	0,15	10,50	1812,51	10,50	1812,51
Итого:					1812,51		1812,51
3 скважины							
при бурении вертикальных скважин	517,86	70	0,15	10,50	5437,53	10,50	5437,53
Итого:					5437,53		5437,53

Таблица 4.5.11- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м

Потребитель	Цикл строительства	Кол-во чел	Расход воды	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут	м³/скв/цикл	м³/сут	м³/скв/цикл
			л/сут	.	л	.	л
1	2	3	4	5	6	7	8
Вертикальная 1 скважина							
при бурении вертикальных скважин	140,76	70	0,15	10,50	1477,98	10,50	1477,98
Итого:					1477,98		1477,98

Таблица 4.5.12- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных скважин №№27D,50,57,58 проектной глубиной 4500м

Потребитель	Цикл строительства	Кол-во чел	Расход воды	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут	м³/скв/цикл	м³/сут	м³/скв/цикл
			л/сут	.	л	.	л
1	2	3	4	5	6	7	8

Вертикальная 1 скважина							
при бурении вертикальных скважин	152,39	70	0,15	10,50	1600,095	10,50	1600,095
Итого:					1600,095		1600,095
4 скважины							
при бурении вертикальных скважин	609,56	70	0,15	10,50	6400,38	3,00	6400,38
Итого:				10,50	6400,38	3,00	6400,38

Таблица 4.5.13 – Расчет водопотребления и водоотведения при строительстве скважины №14D, 49,59,60 проектной глубиной 4500м.

Потребитель	Цикл строительства	Кол -во. чел	Расход воды	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут	м³/скв/цикл	м³/сут	м³/скв/цикл
			л/сут	.	л	.	л
1	2	3	4	5	6	7	8
Вертикальная 1 скважина							
при бурении вертикальных скважин	152,39	70	0,15	10,50	1600,095	10,50	1600,095
Итого:					1600,095		1600,095
4 скважины							
при бурении вертикальных скважин	609,56	70	0,15	10,50	6400,38	3,00	6400,38
Итого:				10,50	6400,38	3,00	6400,38

Таблица 4.5.14 – Расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин №61, 62 проектной глубиной 4771м.

Потребитель	Цикл строительства	Кол -во. чел	Расход воды	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут	м³/скв/цикл	м³/сут	м³/скв/цикл
			л/сут	.	л	.	л
1	2	3	4	5	6	7	8
1 скважина							
при бурении вертикальных скважин	152,39	70	0,15	10,50	1600,095	10,50	1600,095
Итого:					1600,095		1600,095
2 скважины							
при бурении вертикальных скважин	304,78	70	0,15	10,50	3200,19	10,50	3200,19
Итого:					1600,095		1600,095

Таблица 4.5.15 – Расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин №ОС-1, 51,52,53,54,55 проектной глубиной 4771м.

Потребитель	Цикл строительства	Кол -во. чел	Расход воды	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут	м³/скв/цикл	м³/сут	м³/скв/цикл
			л/сут	.	л	.	л
1	2	3	4	5	6	7	8
Вертикальная 1 скважина							
при бурении вертикальных скважин	172,62	70	0,15	10,50	1812,51	10,50	1812,51
6 скважины							

при бурении вертикальных скважин	1035,72	70	0,15	10,50	10875,06	10,50	10875,06

Таблица 4.10 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2026-2035 гг по 2 варианту разработки

Потребитель	Продолжительность сутки	Коли- чество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
2026 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	3	3832,5	3	3832,5
2027 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	3	3832,5	3	3832,5
2028 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	3	3832,5	3	3832,5
2029 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	3	3832,5	3	3832,5
2030 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	3	3832,5	3	3832,5
2031 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	3	3832,5	3	3832,5
2032 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	3	3832,5	3	3832,5
2033 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	3	3832,5	3	3832,5
2034 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	3	3832,5	3	3832,5
2035 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	3	3832,5	3	3832,5
Итого:					38325		38325

Объем водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 10 лет составляет – 38 325 м³/цикл.

В результате хозяйственной деятельности рабочего персонала, формируются хозяйственно-бытовые стоки. На месторождении Лактыбай накопленные сточные воды отводятся в специальные емкости, по мере накопления далее вывозятся на утилизацию в специализированную организацию (Договор с специализированной организацией определяется путем тендера).

Буровые сточные воды (БСВ) – по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивающими высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых

сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты.

Расчет объема сточных вод произведен согласно Приказа Министра ООС РК «Об утверждении методики расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 3 мая 2012г №129-Ө:

Объем буровых сточных вод при бурении согласно I варианту

Объем буровых сточных вод ($V_{бсв}$) определяется по формуле:

$$V_{бсв} = 2 \times V_{обр};$$

Объем буровых сточных вод при бурении вертикальных скважин №№45,47, составит:

$$V_{бсв} = 2 \times 487,4256 = 974,85121 \text{ м}^3$$

Соответственно на 2 скважины 1949,702м³

Объем буровых сточных вод при бурении вертикальной скважины №48 составит:

$$V_{бсв} = 2 \times 487,4256 = 974,85121 \text{ м}^3$$

Объем буровых сточных вод при бурении горизонтальной скважины №27D, 50 составит:

$$V_{бсв} = 2 \times 487,4256 = 974,85121 \text{ м}^3$$

Соответственно на 2 скважины 1949,702м³

Объем буровых сточных вод при бурении горизонтальной скважины №14D, 49 составит:

$$V_{бсв} = 2 \times 487,4256 = 974,85121 \text{ м}^3$$

Соответственно на 2 скважины 1949,702м³

Объем буровых сточных вод при бурении резервных скважин №№61,62, составит:

$$V_{бсв} = 2 \times 487,4256 = 974,85121 \text{ м}^3$$

Соответственно на 2 скважины 1949,702м³

Объем буровых сточных вод при бурении оценочных скважин №№ ОС-1,51,52,53,54,55 составит:

$$V_{бсв} = 2 \times 487,4256 = 974,85121 \text{ м}^3$$

Соответственно на 6 скважины 5849,11м³

Объем буровых сточных вод при бурении согласно II варианту

Объем буровых сточных вод ($V_{бсв}$) определяется по формуле:

$$V_{бсв} = 2 \times V_{обр};$$

Объем буровых сточных вод при бурении вертикальных скважин №№45,47,56 составит:

$$V_{бсв} = 2 \times 487,4256 = 974,85121 \text{ м}^3$$

Соответственно на 3 скважины 2924,55363 м³

Объем буровых сточных вод при бурении вертикальной скважины №48 составит:

$$V_{бсв} = 2 \times 487,4256 = 974,85121 \text{ м}^3$$

Объем буровых сточных вод при бурении вертикальных скважин №№27D,50,57,58 составит:

$$V_{бсв} = 2 \times 487,4256 = 974,85121 \text{ м}^3$$

Соответственно на 4 скважины 3899,41м³

Объем буровых сточных вод при бурении горизонтальной скважины №14D,49,59,60 составит:

$$V_{бсв} = 2 \times 487,4256 = 974,85121 \text{ м}^3$$

Соответственно на 4 скважины 3899,41м³

Объем буровых сточных вод при бурении резервных скважин №№61,62, составит:

$$V_{бсв} = 2 \times 487,4256 = 974,85121 \text{ м}^3$$

Соответственно на 2 скважины 1949,702м³

Объем буровых сточных вод при бурении оценочных скважин №№ ОС-1,51,52,53,54,55 составит:

$$V_{бсв} = 2 \times 487,4256 = 974,85121 \text{ м}^3$$

Соответственно на 6 скважины 5849,11м³

Не допускается сбрасывание сточных вод на поверхность земли и в водные объекты. Буровые сточные воды должны накапливаться в металлических емкостях, не допускающих их разлив, и по мере накопления вывозиться на утилизацию или очистку специализированной организацией согласно договору. Специализированная организация определяется путем проведения открытого тендера со всеми требованиями по утилизации отходов. Специализированная организация, занимающаяся утилизацией отходов бурения (буровой шлам, отработанные буровые растворы, буровые сточные воды), должна иметь специальные установки по очистке, обезвреживанию и утилизации БСВ и других отходов бурения. На территории организации должны иметься карты испарения для сбора сточных вод. Для исключения возможного загрязнения подземных вод дно и откосы полей испарения должны быть обустроены противофильтрационным экраном. Собственником отходов будет являться компания, занимающаяся буровыми работами.

4.6 Программа управления отходами

Физические и юридические лица, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются отходы, обязаны предусмотреть меры безопасного обращения с ними, соблюдать экологические и санитарно-эпидемиологические требования и выполнять мероприятия по их утилизации, обезвреживанию и безопасному удалению.

Согласно ст.335 Экологического Кодекса РК операторы объектов I и (или) II категорий, а также лица, осуществляющие операции по сортировке, обработке, в том числе по обезвреживанию, восстановлению и (или) удалению отходов, обязаны разрабатывать программу управления отходами в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Программа управления отходами для объектов I категории разрабатывается с учетом необходимости использования наилучших доступных техник в соответствии с заключениями по наилучшим доступным техникам, разрабатываемыми и утверждаемыми в соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан от 02.01.2021 года № 400-VI ЗРК.

В процессе реализации эксплуатации месторождения Лактыбай образуются твердые и жидкие отходы. Отходы оказывает негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду. Бурение скважин будут осуществляется **безамбарным методом**.

В процессе бурения и эксплуатации месторождения проектом предусмотрено использование емкостей для временного сбора отходов с последующей транспортировкой отходов автотранспортом для захоронения, что исключает попадание их на почву.

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при эксплуатации месторождения;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- металлолом;
- коммунальные отходы;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;
- отработанные аккумуляторы.

Рекомендации физико-химический метод обезвреживания отходов бурения (буровой шлам и отработанный буровой раствор).

Физико-химический метод обезвреживания промышленных отходов, с применением строительной извести, целлюлозы, бентонита (гелеобразующий реагент), буретана (реагент А) является разработкой Уфимского Государственного Нефтяного Технического Университета «НИПИНефтегаз».

В процессе обезвреживания отходов физико-химическим методом используются следующие реагенты:

- строительная известь (ГОСТ 9179) -10-15% масс – вяжущее вещество с высокой адсорбционной способностью для углеводородов и буровых реагентов Строительная известь применяется для приготовления растворов и бетонов, вяжущих материалов.
- бентонит –2-3% масс- гелеобразующий реагент ТУ 2164-006-41219638 «Глинопорошки для буровых растворов».

Бентонитом принято называть глину, содержащую не менее 70% минерала группы монтмориллонита. Монтмориллонит, это высокодисперсный слоистый алюмосиликат, в котором за счет нестехиометрических замещений катионов кристаллической решетки, появляется избыточный отрицательный заряд, который компенсируют обменные катионы, расположенные в межслоевом пространстве. Этим обусловлена высокая гидрофильность бентонита. При затворении бентонита водой она проникает в межслоевое пространство монтмориллонита, гидратирует его поверхность и обменные катионы, что вызывает набухание минерала. При дальнейшем разбавлении водой бентонит образует устойчивую вязкую суспензию с выраженными тиксотропными свойствами. Монтмориллонит обладает высокими катионообменными и адсорбционными свойствами.

Благодаря отмеченным выше свойствам, бентонит нашел широкое применение как вязко-гелеобразователь и понизитель фильтрации в приготовлении буровых растворов для бурения скважин и переходов, как связующее в формовочных смесях и железорудных окатышах, а также как гидроизоляционный и адсорбционный материал.

-целлюлоза-2-3% (опилки лиственных пород деревьев) – структурообразователь;
-реагент А (Буретан) –0,05-0,06% ТУ 6-02-00209912-59-96- комплексообразующий реагент для связывания полициклических и ароматических углеводородов и нефтепродуктов. Водопоглощающее вещество, буретан или полимер акриламида АК 639 водопоглощающий.

Загрузка отходов для смешивания их с реагентами производится в специальный бункер или емкость, изготовленные из химически инертного материала, необходимого объема с перемешивающим устройством.

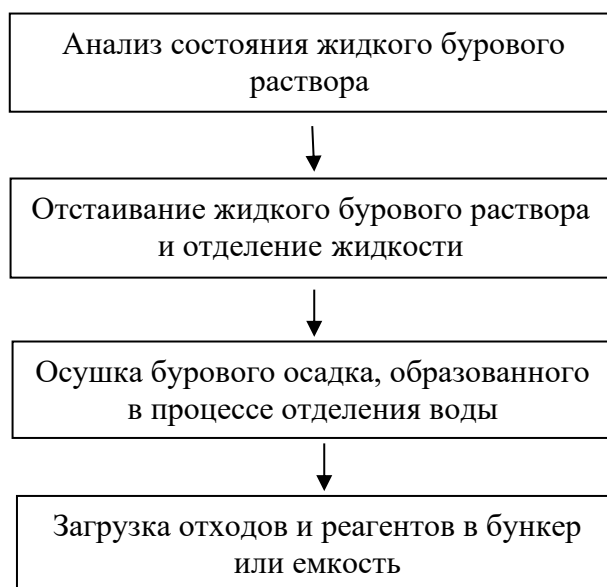
Перед загрузкой буровых отходов в бункер или емкость, технологическим процессом предусматривается проведение процесса осушки отходов. Для этого буровые отходы, имеющие пастообразную фракцию и осадок образованный в процессе отделения воды из буровых растворов, смешиваются с отходами твердой фракции и распределяются ровным слоем по поверхности карт или секции. Затем при помощи спецтехники производится процесс перепахивания с целью высушивания отходов, до степени позволяющей осуществлять загрузку в бункеры. Параллельно с процессом осушки производится процесс сортировки завезенных отходов на предмет выявления в них посторонних отходов, не предназначенных для обезвреживания данным регламентом.

Таким образом, из результатов исследований следует рекомендовать следующий оптимальный состав реагентов для обезвреживания буровых отходов:

- строительная известь (ГОСТ 9179) – 10-15% масс.
- целлюлоза – 2-3% масс.
- бентонит – 2-3% масс.
- реагент А – 0,05-0,06% масс.
- техническая вода-30% масс.

Карта процесса обезвреживания жидкого бурового раствора

Карта процесса обезвреживания жидкого бурового раствора выглядит следующим образом:



1. Анализ состояния жидкого бурового раствора.

Анализ компонентного и качественного состава отхода определяется исходя из представленных данных, указанных в соответствующих разделах паспорта отходов или на основании проведенных анализов.

2. Отстаивание жидкого бурового раствора и отделение жидкости.

Удаление воды возможно только в количестве 20-25%, дальнейшее удаление не позволит перекачать раствор, он будет не текучим.

3. Осушка бурового осадка, образованного в процессе отделения воды.

Осадок, образованный в процессе отделения воды, смешивается с отходами твердой фракции и распределяется ровным слоем по поверхности карт или секции. Затем при помощи спецтехники производится процесс перемешивания с целью высушивания отходов до степени, позволяющей осуществлять загрузку в бункеры.

4. Сортировка отходов.

Сортировка отходов производится на предмет выявления в них посторонних предметов, не предназначенных для обезвреживания данным регламентом.

5. Загрузка отходов и реагентов в бункер или емкость.

Загрузка отходов производится в специальный бункер или емкость, фронтальным погрузчиком. Реагенты подаются через устройства дозирования.

6. Равномерное перемешивание отходов с реагентами.

Первоначально добавляют опилки из расчета 20-30 кг на 1 тонну отхода, как структурообразователь, затем добавляют бентонит из расчета 20-30 кг/тонну - гелеобразующий реагент, строительную известь (ГОСТ 9179) из расчета 100-150 кг/тонну – вяжущее вещество с высокой адсорбционной способностью для углеводородов буровых реагентов и в самом конце процесса перемешивания добавляется реагент А (Буретан) из расчета 0,5-0,6 кг/тонну – комплексообразующий реагент для связывания полициклических и ароматических углеводородов и нефтепродуктов. После добавления реагентов в отходы, смесь тщательно перемешивают до образования однородной массы.

7. Обезвреживание отходов.

После перемешивания полученную массу размещают в отвалы или сливают в сборную емкость. Расчетное время обезвреживания – 3 суток.

8. Вывоз обезвреженного материала.

После отверждения, обезвреженный материал вывозится на секцию готовой продукции для дальнейшего использования.

Карта процесса обезвреживания пастообразного бурового раствора и пастообразного шлама.

Карта процесса обезвреживания пастообразного бурового раствора и пастообразного шлама выглядит следующим образом:

**1. Анализ состояния пастообразного бурового раствора и пастообразного шлама**

Анализ компонентного и качественного состава отхода определяется исходя из представленных данных, указанных в соответствующих разделах паспорта отходов или на основании проведенных анализов.

2. Осушка пастообразного бурового раствора и пастообразного шлама

Пастообразные буровые отходы смешиваются с отходами твердой фракции, и распределяются ровным слоем по поверхности карт или секции. Затем при помощи спецтехники производится процесс перепахивания с целью высушивания отходов, до степени позволяющей осуществлять загрузку в бункеры.

3. Сортировка отходов

Сортировка отходов производится на предмет выявления в них посторонних предметов, не предназначенных для обезвреживания данным регламентом.

4. Загрузка отходов и реагентов в бункер или емкость

Загрузка отходов производится в специальный бункер или емкость, фронтальным погрузчиком. Реагенты подаются через устройства дозирования.

5. Равномерное перемешивание отходов с реагентами

Первоначально добавляют опилки из расчета 20-30 кг на 1 тонну отхода, как структурообразователь, затем добавляют бентонит из расчета 20-30 кг/тонну - гелеобразующий реагент, строительную известь (ГОСТ 9179) из расчета 100-150 кг/тонну

– вяжущее вещество с высокой адсорбционной способностью для углеводородов буровых реагентов и в самом конце процесса перемешивания добавляется реагент А (Буретан) из расчета 0,5-0,6 кг/тонну – комплексообразующий реагент для связывания полициклических и ароматических углеводородов и нефтепродуктов. Для получения однородной массы предусматривается добавление воды из расчета 300л на 1 тонну отхода. После добавления реагентов в отходы, смесь тщательно перемешивают до образования однородной массы.

6. Обезвреживание отходов.

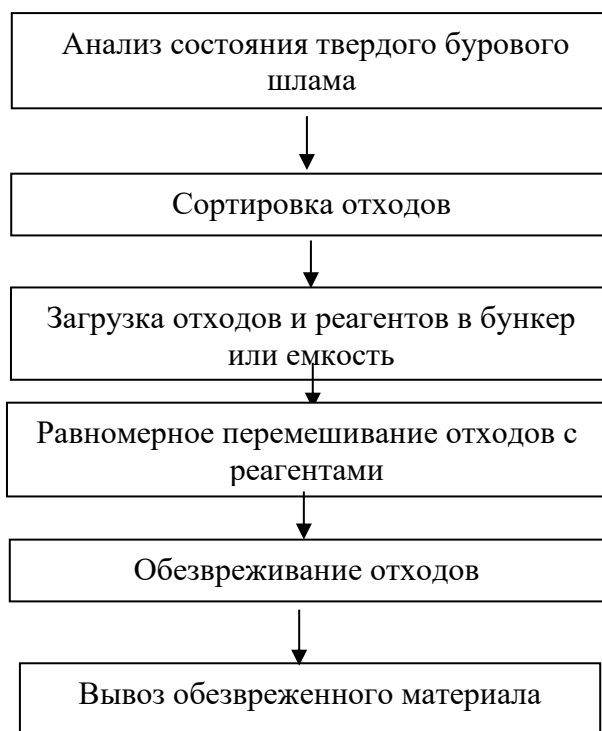
После перемешивания полученную массу размещают в отвалы или сливают в сборную емкость. Расчетное время обезвреживания – 3 суток.

7. Вывоз обезвреженного материала.

После отверждения, обезвреженный материал вывозится на секцию готовой продукции для дальнейшего использования.

Карта процесса обезвреживания твердого бурового шлама

Карта процесса обезвреживания твердого шлама выглядит следующим образом:



1. Анализ состояния твердого бурового шлама

Анализ компонентного и качественного состава отхода определяется исходя из представленных данных, указанных в соответствующих разделах паспорта отходов или на основании проведенных анализов.

2. Сортировка отходов

Сортировка отходов производится на предмет выявления в них посторонних предметов, не предназначенных для обезвреживания данным регламентом.

3. Загрузка отходов и реагентов в бункер или емкость

Загрузка отходов производится в специальный бункер или емкость, фронтальным погрузчиком. Реагенты подаются через устройства дозирования.

4. Равномерное перемешивание отходов с реагентами

Первоначально добавляют опилки из расчета 20-30 кг на 1 тонну отхода, как структурообразователь, затем добавляют бентонит из расчета 20-30 кг/тонну – гелеобразующий реагент, строительную известь (ГОСТ 9179) из расчета 100-150 кг/тонну – вяжущее вещество с высокой адсорбционной способностью для углеводородов буровых реагентов и в самом конце процесса перемешивания добавляется реагент А (Буретан) из расчета 0,5-0,6 кг/тонну – комплексообразующий реагент для связывания полициклических и ароматических углеводородов и нефтепродуктов. Для получения однородной массы

предусматривается добавление воды из расчета 300л на 1 тонну отхода. После добавления реагентов в отходы, смесь тщательно перемешивают до образования однородной массы.

5. Обезвреживание отходов

После перемешивания полученную массу размещают в отвалы или сливают в сборную емкость. Расчетное время обезвреживания – 3 суток.

6. Вывоз обезвреженного материала

После отверждения, обезвреженный материал вывозится на секцию готовой продукции для дальнейшего использования.

Продукт, образующийся в результате обезвреживания бурового шлама и раствора физико-химическим способом, пригоден для использования в строительстве, при прокладке дорог, отсыпке земляных насыпей и может быть реализован сторонним потребителем. Продукт представляет собой минеральный гидрофобный порошок, который можно использовать в качестве добавки для асфальтобетонных смесей, а также в качестве конструктивных элементов автодорог, гидроперерывающих и дополнительных слоев земляного полотна.

Буровой шлам (БШ) (01 05 06*) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Удельная плотность бурового шлама в среднем равна $2,1 \text{ т/м}^3$, при соприкосновении с отработанным буровым раствором происходит разбухивание выбуренной породы согласно РНД 03.1.0.3.01-96 и удельная плотность уменьшается на величину коэффициента разбухания породы 1,2, тогда плотность бурового шлама равна: $2,1:1,2=1,75 \text{ т/м}^3$.

Собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Отработанный буровой раствор (ОБР) (01 05 06*) – один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды.

Собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Металлом (17 04 07) - собирается собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Коммунальные отходы (20 03 01) – упаковочная тара продуктов питания, бумага, пищевые отходы.

Согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденным приказом Министра здравоохранения РК от 25 декабря 2020г №ҚР ДСМ-331/2020 срок хранения коммунальных отходов в контейнерах при температуре 0°C и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Коммунальные отходы будут вывозиться специализированной организацией согласно договору, специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Промасленная ветошь (15 02 02*). Образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей, станков и машин.

Собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Огарки сварочных электродов (12 01 13) – представляют собой остатки электродов после использования их при сварочных работах в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования.

Собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Отработанные масла (13 02 08*) – образуются после истечения срока службы и вследствие снижения параметров качества при использовании в транспорте. По мере накопления отходы будут собираться в контейнеры и транспортироваться согласно договору со специализированной организацией, которая будет определена перед началом работ.

Согласно ст.320 Экологического Кодекса РК места накопления отходов предназначены для:

1) временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

2) временного складирования неопасных отходов в процессе их сбора (в контейнерах, на перевалочных и сортировочных станциях), за исключением вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники, на срок не более трех месяцев до даты их вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

3) временного складирования отходов на объекте, где данные отходы будут подвергнуты операциям по удалению или восстановлению, на срок не более шести месяцев до направления их на восстановление или удаление.

Для вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники срок временного складирования в процессе их сбора не должен превышать шесть месяцев.

Сбор и/или накопление отходов. В каждом подразделении предприятия сбор отходов производят отдельно, в соответствии с видом отходов, методами их утилизации, реализацией, хранением и размещением отходов. Для сбора отходов выделены специально отведенные места с установленными контейнерами для сбора отходов. Оформление документов на вывоз и погрузку отходов в автотранспорт осуществляет ответственный за обращение с отходами в производственном подразделении.

Идентификация отходов

Идентификация - деятельность, связанная с определением принадлежности данного объекта к отходам того или иного вида, сопровождающаяся установлением данных о его опасных, ресурсных, технологических и других характеристиках. Идентификацию отходов проводят на основе анализа эксплуатационно-информационных документов, в том числе паспорта отходов. При необходимости идентификацию отходов проводят путем контрольных измерений, испытаний, тестов и т.п.

Сортировка отходов

На предприятии для производственных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации предусмотрен отдельный сбор (сортировка) различных типов промышленных отходов.

Паспортизация отходов

Паспортизация включает в себя присвоение кода отходу, его происхождение, перечень опасных свойств, химический состав отходов и описание опасных свойств их компонентов, рекомендуемые способы управления отходами, необходимые меры предосторожности при управлении отходами, требования к транспортировке отходов и проведению погрузочно-разгрузочных работ, меры по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера и их последствий, связанных с опасными отходами, в том числе во время транспортировки и проведения погрузочно-разгрузочных работ другие дополнительные информации.

Паспортизация отходов проводится с целью ресурсосберегающего и безопасного регулирования работ в области размещения отходов.

Упаковка и/или маркировка отходов

Отходы предприятия размещаются в стандартных контейнерах в соответствии с санитарно-эпидемиологическими требованиями с обязательной маркировкой.

Транспортирование отходов

Транспортирование отходов осуществляется специализированными организациями, имеющими специальные документы на право размещения отходов на специализированные полигоны для захоронения или места утилизации.

Транспортирование отходов осуществляется специальными мусоровозами или бункеровозами.

Транспортировка опасных видов отходов осуществляется согласно «Правилам перевозок грузов автомобильным транспортом» (Утверждены приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 апреля 2015 года № 546) и «Об утверждении Правил перевозки опасных грузов автомобильным транспортом и перечня опасных грузов, допускаемых к перевозке автотранспортными средствами на территории Республики Казахстан» (Приказ и.о. Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 460).

Перевозка опасных отходов допускается только при наличии паспорта отходов, на специально оборудованных и снабженных специальными знаками транспортных средствах, с соблюдением требований безопасности перевозки опасных отходов, перевозочных документов и документов для передачи опасных отходов, с указанием количества перевозимых опасных отходов, цели и места назначения их перевозки. План маршрута и

график перевозки опасных отходов формирует перевозчик по согласованию с грузоотправителем (грузополучателем).

Складирование (упорядоченное размещение) отходов

Складирование отходов — деятельность, связанная с упорядоченным размещением отходов в помещениях, сооружениях на отведенных для этого участках территории в целях контролируемого хранения в течение определенного интервала времени.

Список отхода определяет способ его складирования. Опасные отходы требуют размещения на специально отведенных площадках для вредных отходов, с ограничениями по количеству отходов, которые можно разместить.

Неопасные отходы можно размещать, не захоранивая, на муниципальных или других специальных площадках, свалках. В соответствии с Экологическим кодексом РК, законодательными и нормативно-правовыми актами, принятыми в республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Хранение отходов

Складирование отходов производства и потребления организации, в результате деятельности которых они образуются, осуществляется в местах временного хранения (не более шести месяцев), для их последующей передачи организациям, осуществляющим операции по утилизации, переработке, а также удалению отходов, не подлежащих переработке или утилизации. Места временного хранения отходов представляют собой закрытые\открытые контейнеры с маркировкой, склад и открытые площадки с бетонным покрытием.

Удаление отходов (передача отходов специализированным предприятиям по договору)

Все образующиеся отходы на предприятии временно хранятся не более 6 месяцев и вывозятся специализированными организациями согласно заключенному договору.

Список отхода определяет способ его хранения. Опасные отходы требуют размещения на специально отведенных площадках для вредных отходов, с ограничениями по количеству отходов, которые можно разместить.

Неопасные отходы можно размещать на муниципальных или других специальных площадках, свалках. В соответствии с Экологическим кодексом РК, законодательными и нормативно-правовыми актами, принятыми в республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Недропользователь обязуется соблюдать все требования статьи 320, 331, 339, 345 Экологического Кодекса РК во время ведения работ.

Все образованные отходы передаются в специализированные организации, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов. В случае заключения договора с подрядной организацией одним из требований от недропользователя является наличие лицензии по утилизации отходов.

В период эксплуатации месторождения будут соблюдены все требования законодательства РК.

Расчет количества образования отходов при бурении согласно 1 варианту разработки

Расчет объемов отходов бурения произведен в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) согласно приказом Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-Ө.

Данные для расчета объемов образования отходов бурения согласно 1 варианту приведены в таблицах 4.6.1 – 4.6.24.

Таблица 4.6.1 - Объем выбуренной породы при строительстве вертикальных скважин №№45,47 проектной глубиной 4771м

Интервал	k	π	R, м	R2	L	$V_{скв} = (K1 * \pi * R2 * L), м^3$	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	9
0-100	1,15	3,14	0,19685	0,0387	100	13,9926	-
100-1000	1,15	3,14	0,14765	0,0218	900	70,8495	-
1000-3670	1,15	3,14	0,10795	0,01165	2670	112,3528	-
3670-4771	1,15	3,14	0,10795	0,01165	1101	46,3298	-
							-
				V _{скв} =	243,525		

Расчет объема отходов при строительстве скважины:

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 243,525 \times 1,2 = 292,23 м^3$$

соответственно на 2 скважины составляет 584,46 м³

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами;

Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{обр} = 1,2 \times K_1 \times V_n + 0,5 \times V_{ц};$$

где K₁- коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на выбросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

V_ц - объем циркуляционной системы БУ;

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25;

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 243,525 + 0,5 \times 360 = 487,426 м^3$$

соответственно на 2 скважины составляет 974,8512 м³

Таблица 4.11- Объем выбуренной породы при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м

Интервал	k	π	R, м	R2	L	$V_{скв} = (K1 * \pi * R2 * L), м^3$	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	9
0-100	1,2	3,14	0,19685	0,0387	100	14,6010	-
100-1000	1,15	3,14	0,14765	0,0218	900	70,8495	-
1000-3560	1,1	3,14	0,10795	0,01165	2560	103,0404	-
3560-3800	1,1	3,14	0,10795	0,01165	240	9,6600	-
3750-4200	1,1	3,14	0,10795	0,01165	450	18,1126	-
				V _{скв} =	216,264		

Расчет объема отходов при строительстве скважины:

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 216,264 \times 1,2 = 259,516 \text{ м}^3$$

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами;

Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{обр} = 1,2 \times K_1 \times V_n + 0,5 \times V_{ц};$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

$V_{ц}$ - объем циркуляционной системы БУ;

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25;

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 216,264 + 0,5 \times 360 = 453,011 \text{ м}^3$$

Таблица 4.12- Объем выбуренной породы при строительстве скважин №27D, 50 проектной глубиной 4500м

Интервал	k	π	R, м	R2	L	$V_{скв} = (K1 * \pi * R2 * L), \text{ м}^3$	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	9
0-100	1,15	3,14	0,19685	0,0387	100	13,9926	-
100-1000	1,15	3,14	0,14765	0,0218	900	70,8495	-
1000-3500	1,15	3,14	0,10795	0,01165	2500	105,1993	-
3500-4500	1,15	3,14	0,10795	0,01165	1000	42,0797	-
							-
				$V_{скв} =$	232,121		

Расчет объема отходов при строительстве скважины:

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 232,121 \times 1,2 = 278,545 \text{ м}^3$$

соответственно на 2 скважины составляет 557,09 м³

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами;

Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{обр} = 1,2 \times K_1 \times V_n + 0,5 \times V_{ц};$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

$V_{ц}$ - объем циркуляционной системы БУ;

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25;

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 232,121 + 0,5 \times 360 = 473,03 \text{ м}^3$$

соответственно на 2 скважины составляет 946,06 м³

Таблица 4.13- Объем выбуренной породы при строительстве скважин №49, 14D проектной глубиной 4500м

Интервал	k	π	R, м	R2	L	$V_{скв} = (K1*\pi*R2*L), м^3$	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	9
0-100	1,15	3,14	0,19685	0,0387	100	13,9926	-
100-950	1,15	3,14	0,14765	0,0218	850	66,9134	-
950-3500	1,15	3,14	0,10795	0,01165	2550	107,3033	-
3500-4500	1,15	3,14	0,10795	0,01165	1000	42,0797	-
							-
				V_{скв} =	230,289		

Расчет объема отходов при строительстве скважины:

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 230,289 \times 1,2 = 276,347 м^3$$

соответственно на 2 скважины составляет 552,694 м³

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами;

Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{обр} = 1,2 \times K_1 \times V_n + 0,5 \times V_{ц};$$

где K₁- коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на выбросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

V_ц - объем циркуляционной системы БУ;

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25;

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 230,289 + 0,5 \times 360 = 470,717 м^3$$

соответственно на 2 скважины составляет 941,434 м³

Таблица 4.14- Объем выбуренной породы при строительстве резервных скважин №№61,62 проектной глубиной 4771м

Интервал	k	π	R, м	R2	L	$V_{скв} = (K1*\pi*R2*L), м^3$	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	9
0-100	1,15	3,14	0,19685	0,0387	100	13,9926	-
100-1000	1,15	3,14	0,14765	0,0218	900	70,8495	-
1000-3670	1,15	3,14	0,10795	0,01165	2670	112,3528	-
3670-4771	1,15	3,14	0,10795	0,01165	1101	46,3298	-
							-
				V_{скв} =	243,525		

Расчет объема отходов при строительстве скважины:

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 243,525 \times 1,2 = 292,23 \text{ м}^3$$

соответственно на 2 скважины составляет 584,46 м³

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами;

Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{обр} = 1,2 \times K_1 \times V_n + 0,5 \times V_{ц};$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на выбросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

$V_{ц}$ - объем циркуляционной системы БУ;

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25;

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 243,525 + 0,5 \times 360 = 487,426 \text{ м}^3$$

соответственно на 2 скважины составляет 974,8512 м³

Таблица 4.15- Объем выбуренной породы при строительстве оценочных скважин №№ ОС-1,51,52,53,54,55 проектной глубиной 4771м

Интервал	k	π	R, м	R2	L	$V_{скв} = (K1 * \pi * R^2 * L), \text{ м}^3$	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	9
0-100	1,15	3,14	0,19685	0,0387	100	13,9926	-
100-1000	1,15	3,14	0,14765	0,0218	900	70,8495	-
1000-3670	1,15	3,14	0,10795	0,01165	2670	112,3528	-
3670-4771	1,15	3,14	0,10795	0,01165	1101	46,3298	-
							-
				$V_{скв} =$	243,525		

Расчет объема отходов при строительстве скважины:

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 243,525 \times 1,2 = 292,23 \text{ м}^3$$

соответственно на 6 скважины составляет 1753,38 м³

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами;

Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{обр} = 1,2 \times K_1 \times V_n + 0,5 \times V_{ц};$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на выбросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

$V_{ц}$ - объем циркуляционной системы БУ;

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25;

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 243,525 + 0,5 \times 360 = 487,426 \text{ м}^3$$

соответственно на 6 скважины составляет 2924,556 м³

Металлолом

При металлообработке образуется металлическая стружка. Расчёт образования металлической стружки изведён по «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», утверждённой Приказом МОС РК № 100-п от 18.04.2008 г.

$$N = \text{Мост} * \alpha, \text{ т/год},$$

где: М – расход черного металла при металлообработке, т/год; 0,1;

α – коэффициент образования стружки при металлообработке $\alpha = 0,04$.

$$N = 0,1 * 0,04 = 0,004 \text{ т/период}$$

Коммунальные отходы

Расчет образования коммунальных отходов рассчитан согласно Приложения 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

Норма образования бытовых отходов определяется с учетом удельных санитарных норм образования бытовых отходов на пром.предприятиях – 0,3 м³/год, плотность отхода – 0,25 т/ м³.

Расчёт образования отходов производится по формуле:

$$M = n * q * \rho, \text{ т/год},$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

q – норма накопления твердых бытовых отходов, м³/чел*год;

ρ – плотность, т/м³.

Таблица 4.16 - Образование коммунальных отходов при строительстве вертикальных скважин №№45,47 проектной глубиной 4771м

Наименование	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м ³ /год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м ³	Количество ТБО, т/пер.	
					1 скв	2 скв
при бурении скважины	70	0,3	172,62	0,25	2,4829	4,9658

Таблица 4.17 - Образование коммунальных отходов при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м

Наименование	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м ³ /год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м ³	Количество ТБО, т/пер.
при бурении скважины	70	0,3	140,76	0,25	2,0246

Таблица 4.18 - Образование коммунальных отходов при строительстве горизонтальной скважины №27D, 50, проектной глубиной 4500м

Наименование	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м ³ /год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м ³	Количество ТБО, т/пер.	
					1 скв	2 скв
при бурении скважины	70	0,3	152,39	0,25	2,1919	4,3838

Таблица 4.19 - Образование коммунальных отходов при строительстве вертикальных скважин №№49, 14D проектной глубиной 4500м

Наименование	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м³/год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м³	Количество ТБО, т/пер.	
					1 скв	2 скв
при бурении скважины	70	0,3	152,39	0,25	2,1919	4,3838

Таблица 4.20 - Образование коммунальных отходов при строительстве резервных скважин №№61,62 проектной глубиной 4771м

Наименование	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м³/год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м³	Количество ТБО, т/пер.	
					1 скв	2 скв
при бурении скважины	70	0,3	172,62	0,25	2,4829	4,9658

Таблица 4.21 - Образование коммунальных отходов при строительстве оценочных скважин №№ ОС-1,51,52,53,54,55 проектной глубиной 4771м

Наименование	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м³/год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м³	Количество ТБО, т/пер.	
					1 скв	6 скв
при бурении скважины	70	0,3	172,62	0,25	2,4829	14,8974

Количество промасленной ветоши

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W,$$

где: N – количество промасленной ветоши, т/год;

M_o – поступающее количество ветоши, 0,12 т/год;

M – норматива содержания в ветоши масел, т/год;

$$M = 0,12 * M_o$$

W – норматива содержания в ветоши влаги, т/год.

$$W = 0,15 * M_o$$

Количество промасленной ветоши в году:

$$N = 0,12 + 0,0144 + 0,018 = 0,1524 \text{ т/период}$$

Огарки сварочных электродов

Огарки сварочных электродов определяется по формуле:

$$N = M_{ост} * \alpha,$$

где: $M_{ост}$ - расход электродов, 100 кг/год;

α - остаток электрода, 0,015.

$$N = 100 * 0,015 = 1,5 \text{ кг/год} = 0,0015 \text{ т/год.}$$

Отработанные масла

Количество отработанного масла производится по формуле (Согласно Приложение №16 «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» №100-п от 18.04.2008г.):

$$N = (N_b + N_d) * 0.25;$$

$$N_b = Y_b * H_b * p$$

$$N_d = Y_d * H_d * p$$

где:

0,25 – доля потерь масла от общего его количества;

N_b - нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на бензине;

N_d – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на дизельном топливе;

Y_b – расход бензина за год, м³

Y_d – расход дизельного топлива за год, м³

H_b – норма расхода масла, 0,024 л/л расхода топлива

H_d – норма расхода масла, 0,032 л/л расхода топлива

p – Плотность моторного масла, 0,930 т/м³

Таблица 4.22 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве вертикальных скважин №№45,47 проектной глубиной 4771м

вид скважина	Расход. Ум ³	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива H	Плотность масла. т/м ³	Нормативное количество израсходованного моторного масла N т/пер.	Отработан-ное масло $M_{отр.мст.}$ т/пер.	
					1 скв	2 скв
при бурении скважин	2413,56	0,032	0,93	71,8277	17,9569	35,9138
Всего:					17,9569	35,9138

Таблица 4.23 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м

вид скважина	Расход. Ум ³	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива H	Плотность масла. т/м ³	Нормативное количество израсходованного моторного масла N т/пер.	Отработан-ное масло
					$M_{отр.мст.}$ т/пер.
при бурении скважин	1931,13	0,032	0,93	57,4704	14,3676
Всего:					14,3676

Таблица 4.24 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважины №27D,50 проектной глубиной 4500м

вид скважина	Расход. Ум ³	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива H	Плотность масла. т/м ³	Нормативное количество израсходованного моторного масла N т/пер.	Отработан-ное масло $M_{отр.мст.}$ т/пер.	
					1 скв	2 скв
при бурении скважин	2103,92	0,032	0,93	62,6126	15,6532	31,3063
Всего:					17,9569	31,3063

Таблица 4.25 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважины №49, 14D проектной глубиной 4500м

вид скважина	Расход. Ум ³	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива <i>H</i>	Плотность масла. т/м ³	Нормативное количество израсходованного моторного масла <i>N</i> т/пер.	Отработан-ное масло $M_{отр.м.т.}$ т/пер.	
					1 скв	2 скв
при бурении скважин	2103,92	0,032	0,93	62,6126	15,6532	31,3063
Всего:					17,9569	31,3063

Таблица 4.26 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве резервных скважин №№61,62 проектной глубиной 4771м

вид скважина	Расход. Ум ³	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива <i>H</i>	Плотность масла. т/м ³	Нормативное количество израсходованного моторного масла <i>N</i> т/пер.	Отработан-ное масло $M_{отр.м.т.}$ т/пер.	
					1 скв	2 скв
при бурении скважин	2413,56	0,032	0,93	71,8277	17,9569	35,9138
Всего:					17,9569	35,9138

Таблица 4.27 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве оценочных скважин №№ ОС-1,51,52,53,54,55 проектной глубиной 4771м

вид скважина	Расход. Ум ³	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива <i>H</i>	Плотность масла. т/м ³	Нормативное количество израсходованного моторного масла <i>N</i> т/пер.	Отработан-ное масло $M_{отр.м.т.}$ т/пер.	
					1 скв	6 скв
при бурении скважин	2413,56	0,032	0,93	71,8277	17,9569	107,7414
Всего:					17,9569	107,7414

Таблица 4.28- Лимиты накопления отходов при строительстве вертикальных скважин №№45,47 проектной глубиной 4771м

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	2 скв
Всего:	-	1146,1559	2292,3118
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	1143,6730	2287,3460
<i>отходов потребления</i>	-	2,4829	4,9658
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	511,4019	1022,8038
Отработанный буровой раствор	-	614,16	1228,3125
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,3048
Отработанные масла	-	17,9569	35,9138
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	2,4829	4,9658
Металлолом	-	0,004	0,008
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,003

Таблица 4.29- Лимиты накопления отходов при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего:	-	1041,4974
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	1039,4728
<i>отходов потребления</i>	-	2,0246
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	454,1534
Отработанный буровой раствор	-	570,79
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Отработанные масла	-	14,3676
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	2,0246
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015

Таблица 4.30- Лимиты накопления отходов при строительстве горизонтальной скважины №27D, 50проектной глубиной 4500м

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	2 скв
Всего:	-	1101,9431	2202,9494
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	1099,2828	2198,565624
<i>отходов потребления</i>	-	2,1919	4,3838
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	487,4543	974,9087
Отработанный буровой раствор	-	596,02	1192,0348
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,3048
Отработанные масла	-	15,6532	31,3063
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	2,1919	4,3838
Металлолом	-	0,004	0,008
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,003

Таблица 4.31- Лимиты накопления отходов при строительстве горизонтальной скважины №14D, 49проектной глубиной 4500м

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	2 скв
Всего:	-	1094,7131	2189,4263
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	1092,5212	2185,0424
<i>отходов потребления</i>	-	2,1919	4,3838
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	483,6069	967,2139
Отработанный буровой раствор	-	593,10	1186,2065
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,3048
Отработанные масла	-	15,6532	31,3063
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	2,1919	4,3838
Металлолом	-	0,004	0,008
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,003

Таблица 4.32- Лимиты накопления отходов при строительстве резервных скважин №№61,62.

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	2 скв
Всего:	-	1146,1559	2292,3118
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	1143,673	2287,346
<i>отходов потребления</i>	-	2,4829	4,9658
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	511,4019	1022,8038
Отработанный буровой раствор	-	614,16	1228,3125
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,3048
Отработанные масла	-	17,9569	35,9138
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	2,4829	4,9658
Металлолом	-	0,004	0,008
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,003

Таблица 4.33- Лимиты накопления отходов при оценочных скважинах №№ОС-1, 51,52,53,54,55.

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	6 скв
Всего:	-	1146,1559	6876,9353
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	1143,673	6862,0379
<i>отходов потребления</i>	-	2,4829	14,8973
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	511,4019	3068,4114
Отработанный буровой раствор	-	614,16	3684,9376
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,9144
Отработанные масла	-	17,9569	107,7415
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	2,4829	14,8973
Металлолом	-	0,004	0,024
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,009

Расчет количества образования отходов при бурении согласно II варианту разработки

Расчет объемов отходов бурения произведен в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) согласно приказом Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-Ө.

Данные для расчета объемов образования отходов бурения согласно 2 варианту приведены в таблицах 4.6.25 – 4.6.50.

Таблица 4.34- Объем выбуренной породы при строительстве вертикальных скважин №№45,47,56 проектной глубиной 4771м

Интервал	k	π	R, м	R2	L	Vскв = (K1*π* R2*L), м3	L,отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	9
0-100	1,2	3,14	0,19685	0,0387	100	14,6010	-
100-1000	1,15	3,14	0,14765	0,0218	900	70,8495	-

1000-3670	1,1	3,14	0,10795	0,01165	2670	107,4679	-
3670-4100	1,1	3,14	0,10795	0,01165	430	17,3076	-
4000-4771	1,1	3,14	0,10795	0,01165	771	31,0329	-
				V_{скв} =	241,259		

Расчет объема отходов при строительстве скважины:

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 241,259 \times 1,2 = 289,511 \text{ м}^3$$

соответственно на 3 скважины составляет 868,533 м³

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами;

Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{обр} = 1,2 \times K_1 \times V_n + 0,5 \times V_{ц};$$

где K₁- коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на выбросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

V_ц - объем циркуляционной системы БУ;

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25;

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 241,259 + 0,5 \times 360 = 484,565 \text{ м}^3$$

соответственно на 3 скважины составляет 1453,695 м³

Таблица 4.35- Объем выбуренной породы при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м

Интервал	k	π	R, м	R2	L	V _{скв} = (K ₁ *π* R ² *L), м ³	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	9
0-100	1,2	3,14	0,19685	0,0387	100	14,6010	-
100-1000	1,15	3,14	0,14765	0,0218	900	70,8495	-
1000-3560	1,1	3,14	0,10795	0,01165	2560	103,0404	-
3560-3800	1,1	3,14	0,10795	0,01165	240	9,6600	-
3750-4200	1,1	3,14	0,10795	0,01165	450	18,1126	-
				V_{скв} =	216,264		

Расчет объема отходов при строительстве скважины:

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 216,264 \times 1,2 = 259,516 \text{ м}^3$$

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами;

Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{обр} = 1,2 \times K_1 \times V_n + 0,5 \times V_{ц};$$

где K₁- коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на выбросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

$V_{ц}$ - объем циркуляционной системы БУ;

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25;

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 216,264 + 0,5 \times 360 = 453,011 \text{ м}^3$$

Таблица 4.36- Объем выбуренной породы при строительстве скважин №27D,50,57,58 проектной глубиной 4500м

Интервал	k	π	R, м	R2	L	$V_{скв} = (K1 * \pi * R2 * L), \text{ м}^3$	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	9
0-100	1,15	3,14	0,19685	0,0387	100	13,9926	-
100-1000	1,15	3,14	0,14765	0,0218	900	70,8495	-
1000-3500	1,15	3,14	0,10795	0,01165	2500	105,1993	-
3500-4500	1,15	3,14	0,10795	0,01165	1000	42,0797	-
							-
				$V_{скв} =$	232,121		

Расчет объема отходов при строительстве скважины:

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_{п} \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 232,121 \times 1,2 = 278,545 \text{ м}^3$$

соответственно на 4 скважины составляет 1114,18 м³

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами;

Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{обр} = 1,2 \times K_1 \times V_{п} + 0,5 \times V_{ц};$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шлагом на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

$V_{ц}$ - объем циркуляционной системы БУ;

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25;

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 232,121 + 0,5 \times 360 = 473,03 \text{ м}^3$$

соответственно на 4 скважины составляет 1892,12 м³

Таблица 4.37- Объем выбуренной породы при строительстве скважин №49,14D,59,60 проектной глубиной 4500м

Интервал	k	π	R, м	R2	L	$V_{скв} = (K1 * \pi * R2 * L), \text{ м}^3$	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	9
0-100	1,15	3,14	0,19685	0,0387	100	13,9926	-
100-950	1,15	3,14	0,14765	0,0218	850	66,9134	-
950-3500	1,15	3,14	0,10795	0,01165	2550	107,3033	-
3500-4500	1,15	3,14	0,10795	0,01165	1000	42,0797	-

							-
				V_{скв} =	230,289		

Расчет объема отходов при строительстве скважины:

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 230,289 \times 1,2 = 276,3468 \text{ м}^3$$

соответственно на 4 скважины составляет 1105,3872 м³

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами;

Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{обр} = 1,2 \times K_1 \times V_n + 0,5 \times V_{ц};$$

где K₁- коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

V_ц - объем циркуляционной системы БУ;

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25;

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 230,289 + 0,5 \times 360 = 470,717 \text{ м}^3$$

соответственно на 4 скважины составляет 1882,868 м³

Таблица 4.38- Объем выбуренной породы при строительстве резервных скважин №№61,62 проектной глубиной 4771м

<i>Интервал</i>	<i>k</i>	<i>π</i>	<i>R, м</i>	<i>R2</i>	<i>L</i>	<i>V_{скв} = (K1*π* R2*L), м3</i>	<i>L, отб. керна</i>
1	2	3	4	5	6	7	9
0-100	1,15	3,14	0,19685	0,0387	100	13,9926	-
100-1000	1,15	3,14	0,14765	0,0218	900	70,8495	-
1000-3670	1,15	3,14	0,10795	0,01165	2670	112,3528	-
3670-4771	1,15	3,14	0,10795	0,01165	1101	46,3298	-
							-
				V_{скв} =	243,525		

Расчет объема отходов при строительстве скважины:

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 243,525 \times 1,2 = 292,23 \text{ м}^3$$

соответственно на 2 скважины составляет 584,46 м³

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами;

Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{обр} = 1,2 \times K_1 \times V_n + 0,5 \times V_{ц};$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

$V_{ц}$ - объем циркуляционной системы БУ;

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25;

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 243,525 + 0,5 \times 360 = 487,426 \text{ м}^3$$

соответственно на 2 скважины составляет 974,8512 м³

Таблица 4.39 - Объем выбуренной породы при строительстве оценочных скважин №№ОС-1,51,52,53,54,55 проектной глубиной 4771м

Интервал	k	π	R, м	R2	L	$V_{скв} = (K1 * \pi * R2 * L), \text{ м}^3$	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	8
0-100	1,15	3,14	0,19685	0,0387	100	13,9926	-
100-1000	1,15	3,14	0,14765	0,0218	900	70,8495	-
1000-3670	1,15	3,14	0,10795	0,01165	2670	112,3528	-
3670-4771	1,15	3,14	0,10795	0,01165	1101	46,3298	-
				$V_{скв} =$	243,525		

Расчет объема отходов при строительстве скважины:

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 243,525 \times 1,2 = 292,23 \text{ м}^3$$

соответственно на 6 скважины составляет 1753,38 м³

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами;

Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{обр} = 1,2 \times K_1 \times V_n + 0,5 \times V_{ц};$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

$V_{ц}$ - объем циркуляционной системы БУ;

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25;

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 243,525 + 0,5 \times 360 = 487,426 \text{ м}^3$$

соответственно на 6 скважины составляет 2924,556 м³

Металлолом

При металлообработке образуется металлическая стружка. Расчёт образования металлической стружки изведён по «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», утверждённой Приказом МОС РК № 100-п от 18.04.2008 г.

$$N = M \times \alpha, \text{ т/год},$$

где: M – расход черного металла при металлообработке, т/год; 0,1;

α – коэффициент образования стружки при металлообработке $\alpha = 0,04$.

$$N = 0,1 \times 0,04 = 0,004 \text{ т/период}$$

Коммунальные отходы

Расчет образования коммунальных отходов рассчитан согласно Приложения 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

Норма образования бытовых отходов определяется с учетом удельных санитарных норм образования бытовых отходов на пром.предприятиях – 0,3 м³/год, плотность отхода – 0,25 т/ м³.

Расчёт образования отходов производится по формуле:

$$M = n * q * \rho, \text{ т/год,}$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

q – норма накопления твердых бытовых отходов, м³/чел*год;

ρ – плотность, т/м³.

Таблица 4.40 - Образование коммунальных отходов при строительстве вертикальных скважин №№45,47,56 проектной глубиной 4771м

Наименование	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м ³ /год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м ³	Количество ТБО, т/пер.	
					1 скв	3 скв
при бурении скважины	70	0,3	172,62	0,25	2,4829	7,4487

Таблица 4.41 - Образование коммунальных отходов при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м

Наименование	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м ³ /год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м ³	Количество ТБО, т/пер.
при бурении скважины	70	0,3	140,76	0,25	2,0246

Таблица 4.42 - Образование коммунальных отходов при строительстве горизонтальной скважины №27D, 50,57,58 проектной глубиной 4500м

Наименование	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м ³ /год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м ³	Количество ТБО, т/пер.	
					1 скв	4 скв
при бурении скважины	70	0,3	152,39	0,25	2,1919	8,7676

Таблица 4.43 - Образование коммунальных отходов при строительстве вертикальных скважин №№49, 14D,59,60 проектной глубиной 4500м

Наименование	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м ³ /год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м ³	Количество ТБО, т/пер.	
					1 скв	4 скв
при бурении скважины	70	0,3	152,39	0,25	2,1919	8,7676

Таблица 4.44 - Образование коммунальных отходов при строительстве резервных скважин №№61,62 проектной глубиной 4771м

Наименование	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м³/год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м³	Количество ТБО, т/пер.	
					1 скв	2 скв
при бурении скважины	70	0,3	172,62	0,25	2,4829	4,9658

Таблица 4.45 - Образование коммунальных отходов при строительстве оценочных скважин №№ ОС-1,51,52,53,54,55 проектной глубиной 4771м

Наименование	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м³/год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м³	Количество ТБО, т/пер.	
					1 скв	6 скв
при бурении скважины	70	0,3	172,62	0,25	2,4829	14,8973

Количество промасленной ветоши

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W,$$

где: N – количество промасленной ветоши, т/год;

M_o – поступающее количество ветоши, 0,12 т/год;

M – норматива содержания в ветоши масел, т/год;

$$M = 0,12 * M_o$$

W – норматива содержания в ветоши влаги, т/год.

$$W = 0,15 * M_o$$

Количество промасленной ветоши в году:

$$N = 0,12 + 0,0144 + 0,018 = 0,1524 \text{ т/период}$$

Огарки сварочных электродов

Огарки сварочных электродов определяется по формуле:

$$N = M_{ост} * \alpha,$$

где: $M_{ост}$ - расход электродов, 100 кг/год;

α - остаток электрода, 0,015.

$$N = 100 * 0,015 = 1,5 \text{ кг/год} = 0,0015 \text{ т/год.}$$

Отработанные масла

Количество отработанного масла производится по формуле (Согласно Приложение №16 «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» №100-п от 18.04.2008г.):

$$N = (N_b + N_d) * 0,25;$$

$$N_b = Y_b * H_b * p$$

$$N_d = Y_d * H_d * p$$

где:

0,25 – доля потерь масла от общего его количества;

N_b - нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на бензине;

N_d – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на дизельном топливе;

Y_b – расход бензина за год, m^3

Y_d – расход дизельного топлива за год, m^3

H_b – норма расхода масла, 0,024 л/л расхода топлива

H_d – норма расхода масла, 0,032 л/л расхода топлива

ρ – Плотность моторного масла, 0,930 т/м³

Таблица 4.46 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве вертикальных скважин №№45,47,56 проектной глубиной 4771м

вид скважина	Расход. Y_{m^3}	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива H	Плотность масла. т/м ³	Нормативное количество израсходованного моторного масла N т/пер.	Отработан-ное масло $M_{отр.мст.}$ т/пер.	
					1 скв	3 скв
при бурении скважин	2413,56	0,032	0,93	71,8277	17,9569	53,8708
Всего:					17,9569	53,8708

Таблица 4.47 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м

вид скважина	Расход. Y_{m^3}	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива H	Плотность масла. т/м ³	Нормативное количество израсходованного моторного масла N т/пер.	Отработан-ное масло
					$M_{отр.мст.}$ т/пер.
при бурении скважин	1931,13	0,032	0,93	57,4704	14,3676
Всего:					14,3676

Таблица 4.48 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважин №27D,50,57,58 проектной глубиной 4500м

вид скважина	Расход. Y_{m^3}	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива H	Плотность масла. т/м ³	Нормативное количество израсходованного моторного масла N т/пер.	Отработан-ное масло $M_{отр.мст.}$ т/пер.	
					1 скв	4 скв
при бурении скважин	2103,92	0,032	0,93	62,6126	15,6532	62,6126
Всего:					15,6532	62,6126

Таблица 4.49 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважин №49, 14D,59,60 проектной глубиной 4500м

вид скважина	Расход. Y_{m^3}	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива H	Плотность масла. т/м ³	Нормативное количество израсходованного моторного масла N т/пер.	Отработан-ное масло $M_{отр.мст.}$ т/пер.	
					1 скв	4 скв
при бурении скважин	2103,92	0,032	0,93	62,6126	15,6532	62,6126
Всего:					15,6532	62,6126

Таблица 4.50 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве резервных скважин №№61,62 проектной глубиной 4771м

вид скважина	Расход. Ум ³	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива <i>H</i>	Плотность масла. т/м ³	Нормативное количество израсходованного моторного масла <i>N</i> т/пер.	Отработан-ное масло $M_{отр.м.т.}$ т/пер.	
					1 скв	2 скв
при бурении скважин	2413,56	0,032	0,93	71,8277	17,9569	35,9138
Всего:					17,9569	35,9138

Таблица 4.51 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве оценочных скважин №№ ОС-1,51,52,53,54,55 проектной глубиной 4771м

вид скважина	Расход. Ум ³	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива <i>H</i>	Плотность масла. т/м ³	Нормативное количество израсходованного моторного масла <i>N</i> т/пер.	Отработан-ное масло $M_{отр.м.т.}$ т/пер.	
					1 скв	6 скв
при бурении скважин	2413,56	0,032	0,93	71,8277	17,9569	107,7415
Всего:					17,9569	107,7415

Таблица 4.52- Лимиты накопления отходов при строительстве вертикальных скважин №№45,47,56 проектной глубиной 4771м

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	3 скв
Всего:	-	1137,7935	3413,3803
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	1135,3106	3405,9317
<i>отходов потребления</i>	-	2,4829	7,4486
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	506,6436	1519,9308
Отработанный буровой раствор	-	610,55	1831,6564
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,4572
Отработанные масла	-	17,9569	53,8707
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	2,4829	7,4487
Металлолом	-	0,004	0,012
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,0045

Таблица 4.53- Лимиты накопления отходов при строительстве вертикальной скважины №48 проектной глубиной 4200м

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего:	-	1041,4974
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	1039,4728
<i>отходов потребления</i>	-	2,0246
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	454,1534

Отработанный буровой раствор	-	570,79
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Отработанные масла	-	14,3676
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	2,0246
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015

Таблица 4.54- Лимиты накопления отходов при строительстве горизонтальной скважины №27D, 50,57,58проектной глубиной 4500м

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	4 скв
Всего:	-	1101,4747	4405,8989
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	1099,2828	4397,1312
<i>отходов потребления</i>	-	2,1919	8,7676
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	487,4543	1949,8174
Отработанный буровой раствор	-	596,02	2384,0697
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,6096
Отработанные масла	-	15,6532	62,6126
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	2,1919	8,7676
Металлолом	-	0,004	0,016
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,006

Таблица 4.55- Лимиты накопления отходов при строительстве горизонтальной скважины №14D, 49,59,60проектной глубиной 4500м

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	4 скв
Всего:	-	1094,7131	4378,8525
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	1092,5212	4370,0848
<i>отходов потребления</i>	-	2,1919	8,7676
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	483,6069	1934,4277
Отработанный буровой раствор	-	593,10	2372,4129
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,6096
Отработанные масла	-	15,6532	62,6126
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	2,1919	8,7676
Металлолом	-	0,004	0,016
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,006

Таблица 4.56- Лимиты накопления отходов при строительстве резервных скважин №№61,62.

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	2 скв
Всего:	-	1146,1559	2292,3118
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	1143,6730	2287,3460
<i>отходов потребления</i>	-	2,4829	4,9658
Опасные отходы			

Буровой шлам	-	511,4019	1022,8038
Отработанный буровой раствор	-	614,16	1228,3125
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,3048
Отработанные масла	-	17,9569	35,9138
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	2,4829	4,9658
Металлолом	-	0,004	0,008
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,003

Таблица 4.57- Лимиты накопления отходов при оценочных скважинах №№ОС-1, 51,52,53,54,55.

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	6 скв
Всего:	-	1146,1559	6876,9353
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	1143,6730	6862,0379
<i>отходов потребления</i>	-	2,4829	14,8973
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	511,4019	3068,4114
Отработанный буровой раствор	-	614,16	3684,9376
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,9144
Отработанные масла	-	17,9569	107,7415
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	2,4829	14,8973
Металлолом	-	0,004	0,024
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,009

**Расчет количества образования отходов при эксплуатации месторождения
Лактыбай на 2026-2035гг по двум вариантам одинаковы**

Металлолом

При металлообработке образуется металлическая стружка. Расчёт образования металлической стружки изведён по «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», утверждённой Приказом МОС РК № 100-п от 18.04.2008 г.

$$N = \text{Мост} * \alpha, \text{ т/год},$$

где: М – расход черного металла при металлообработке, т/год; 0,1;

α – коэффициент образования стружки при металлообработке $\alpha = 0,04$.

$$N = 0,1 * 0,04 = 0,004 \text{ т/период}$$

Коммунальные отходы

Расчет образования ТБО рассчитан согласно Приложения 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

Норма образования бытовых отходов определяется с учетом удельных санитарных норм образования бытовых отходов на пром. предприятиях – 0,3м³/год, плотность отхода – 0,25т/м³.

Расчёт образования ТБО производится по формуле:

$$M = n * q * \rho \text{ т/год},$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

q – норма накопления твердых бытовых отходов, м³/чел*год;

ρ – плотность ТБО, т/м³.

Таблица 4.58- Образование коммунальных отходов при эксплуатации месторождения на 2025-3034гг

№	Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м³/год	Время работы, сут/год	Плотность ТБО, т/м³	Количество ТБО, т/год
1	При эксплуатации	70	0,3	365	0,25	5,25
	Итого:					5,25

Количество промасленной ветоши

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W,$$

где: N – количество промасленной ветоши, т/год;

M_o – поступающее количество ветоши, 0,12 т/год;

M – норматива содержания в ветоши масел, т/год;

$$M = 0,12 * M_o$$

W – норматива содержания в ветоши влаги, т/год.

$$W = 0,15 * M_o$$

Количество промасленной ветоши в году:

$$N = 0,12 + 0,0144 + 0,018 = 0,1524 \text{ т/период.}$$

Огарки сварочных электродов

Огарки сварочных электродов определяется по формуле:

$$N = M_{ост} * \alpha,$$

где: $M_{ост}$ - расход электродов, 100 кг/год;

α - остаток электрода, 0,015.

$$N = 100 * 0,015 = 1,5 \text{ кг/год} = 0,0015 \text{ т/год.}$$

Отработанные аккумуляторы

$$M = \sum n_i * m_i * 10^{-3} / \tau$$

где: n_i – количество аккумуляторов для i – группы автотранспорта, 2 ед;

m_i – средняя масса аккумулятора i – вида автотранспорта, 0,025т;

τ – срок эксплуатации аккумулятора, 2 года

$$M = 2 * 0,025 * 10^{-3} / 2 = 0,000025 \text{ т/год.}$$

Таблица 4.59-Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения Лактыбай за 2026-2035гг

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год 1 год	Лимит накопления, тонн/год 10 лет
Всего:	-	5,4079	54,0793
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,1579	1,5793
<i>отходов потребления</i>	-	5,25	52,5
Опасные отходы			
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	1,524
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	5,25	52,5
Отработанные аккумуляторы	-	0,000025	0,00025
Металлолом	-	0,004	0,04
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,015

Все виды отходы будут вывозиться специализированной организацией согласно договору, специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

4.7 Воздействие отходов производства и потребления на окружающую среду

Основными принципами компании проведения работ в области обращения с отходами являются:

- охрана здоровья человека, поддержание или восстановление благоприятного состояния окружающей природной среды и сохранение биологического разнообразия;
- комплексная переработка или утилизация отходов в целях уменьшения количества отходов на территории участка.

Скопление и неправильное хранение отходов на территории участка может оказать влияние на все компоненты экосистемы:

- Атмосферный воздух;
- Подземные и поверхностные воды;
- Почвенно-растительный покров;
- Животный мир.

Анализ данных показал, что влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого выполнения проектных решений и соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм. Уровень воздействия при образовании отходов производства и потребления будет минимальным, временным.

Охрана труда и техника безопасности при проведении работ. Все полевые работы будут производиться в соответствии с действующими Правилами и инструкциями при проведении геологоразведочных работ. Перед началом полевых работ будут проводиться инструктажи на знание техники безопасности и приниматься экзамены. Все бригады партии будут обеспечены медицинскими аптечками.

Согласно проектным данным все работники в соответствии с «Санитарными правилами и нормами по гигиене труда в промышленности» будут обеспечены специальной одеждой, обувью и средствами индивидуальной защиты (СИЗ).

Перед началом полевых работ будет произведен технический осмотр состояния и оборудования транспортных средств.

До начала работ предусматривается полный месячный тест, чтобы убедиться, что все технологическое оборудование функционирует в пределах технических описаний изготовителя, а также находится в пределах допуска Технических Стандартов. Будет обеспечена двусторонняя связь с офисом, полевыми базами и бригадами. Проектом предусматривается обучение рабочих бригад мероприятиям по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов (по сигналу «Выброс»).

Буровая установка и полевой лагерь будут обеспечены противопожарным инвентарем и первичными средствами пожаротушения. В каждой смене будет ответственный за противопожарную безопасность. Для предупреждения аварийных ситуаций отряды и бригады будут иметь долговременные и краткосрочные прогнозы погоды. Для оперативного принятия мер при непредсказуемых ситуациях согласован и предусмотрен план по безопасному ведению работ.

Меры по охране окружающей среды.

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

- соблюдение всех правил проведения работ;
- проведение работ в пределах отведенной во временное пользование территории;
- контроль уровня шума на участках работ;
- своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время работы механизмов и дизелей и не допущение загрязнения почв;

- использование специальных емкостей для сбора отработанных масел;
- после окончания работ участки будут очищены от бытовых и производственных отходов, остатков ГСМ;
- утилизация отходов (отработанных масел и топлива);
- приготовление и обработка бурового раствора в циркуляционной системе;
- хранение материалов и химических реагентов в закрытых помещениях;
- оборотное водоснабжение (повторное использование БСВ);
- рекультивация земель, выданных во временное пользование.

Мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды промышленными отходами

При проведении работ следует проводить следующие природоохранные мероприятия:

- жидкие химреагенты хранятся в цистернах на промплощадке ГСМ;
- буровая установка монтируется с учетом розы ветров, рельефа местности, для обеспечения течения жидкостей самотеком в технологические емкости;
- отработанные масла собираются в металлические емкости и вывозятся на промышленную базу для дальнейшей регенерации;

4.8 Рекультивация земель

Согласно Земельному Кодексу Республики Казахстан ст. 140 «Охрана земель», собственники земельных участков и землепользователь обязаны проводить мероприятия, направленные на:

- рекультивацию нарушенных земель, восстановлению их плодородия и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот;
- снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земли.

В период строительства скважин произойдут нарушения земель, производимые строительными машинами, механизмами при проведении строительно-монтажных работ. После окончания бурения, испытания скважин и демонтажа оборудования исполнитель должен вести работы по восстановлению земельного участка в соответствии с проектными решениями. Рекультивация земель включает в себя два этапа: технический и биологический.

При проведении технического этапа рекультивации земель должны быть выполнены следующие работы:

- демонтировать буровую установку и вывезти для последующего использования (отходов бетона и металлолома не образуется, так как нет сборного фундамента, а имеется опорный фундамент с железным каркасом, который демонтируется с буровой установкой и также вывозится для последующего использования);
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории);
- очистить участок от металлолома и др. материалов.

Провести рекультивацию земель на площадях, которые были заняты временными дорогами, или передать их постоянному землепользователю на согласованных с ним условиях.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа. Биологический этап рекультивации включает:

- подбор участков нарушенных земель, удобных по рельефу, размерам и форме, поверхностный слой, который сложен породами, пригодными для биологической рекультивации;

- планировку участков нарушенных земель, обеспечивающую производительное использование современной техники для сельскохозяйственных работ и исключающую развитие эрозионных процессов;
- нанесение плодородного слоя почвы на малопригодные породы при подготовке земель под пашню;
- проведение интенсивного мелиоративного воздействия с выращиванием однолетних, многолетних трав.

5. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Комплексная (интегральная) оценка воздействия на окружающую среду при разработке месторождения Лактыбай выполнена на основе покомпонентной оценки воздействия основных производственных операций, планируемых на участке в процессе реализации проекта.

Для компонентов природной среды методология определяет значимость каждого критерия, основанного на градации масштабов воздействия от 1 до 4 баллов. Каждый критерий разработан на основе практического опыта специалистов, полученного при выполнении аналогичных проектов и знания окружающей среды.

Значимость воздействия определяется исходя из величины интегральной оценки. В данной методике приняты три категории значимости воздействия (см. таблицу 5.1.).

Категории (градации) значимости являются едиными для всех компонентов природной среды и для различных воздействий. Такой подход обеспечивает сопоставимость оценок воздействия и прозрачность процесса оценки воздействия на ОС.

Таблица 5.1 - Градации значимости воздействий

Категории воздействия, балл			Интегральная оценка, балл	Категории значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		Баллы	Значимость
<u>Локальный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1	1-8	Низкая
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2	8		
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3	27	9-27	Средняя
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</u> 4	64	28-64	Высокая

В таблице 5.2 представлены количественные характеристики критериев оценки, которые были приняты при разработке данного Отчета о возможных воздействиях к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Лактыбай».

Таблица 5.2 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий при проведении оценки воздействия на ОС

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
Локальный (1)	площадь воздействия до 1 км ² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении 10-100 м от линейного объекта
Ограниченный (2)	площадь воздействия до 10 км ² для площадных объектов или на удалении 100-1000 м от линейного объекта
Местный (3)	площадь воздействия в пределах 10-100 км ² для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
Региональный (4)	площадь воздействия более 100 км ² для площадных объектов или более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
Кратковременный (1)	до 6-и месяцев
Средней продолжительности (2)	от 6-и месяцев до 1-го года
Продолжительный (3)	от 1-го года до 3-х лет
Многолетний (4)	продолжительность воздействия более 3-х лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
Незначительная (1)	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости;
Слабая (2)	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости, природная среда полностью самовосстанавливается;

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
<i>Умеренная (3)</i>	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению;
<i>Сильная (4)</i>	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху).
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
<i>Низкая (1-8)</i>	Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
<i>Средняя (9-27)</i>	Интенсивность воздействия имеет широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел
<i>Высокая (28-64)</i>	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или, когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов.

Результаты комплексной оценки воздействия планируемых работ на окружающую среду в штатном режиме представляются в табличной форме в порядке их планирования. Для каждого этапа проектных работ определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень источников и видов воздействия для данного компонента среды, а в вертикальных – категории воздействия с баллами. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (т.е. высокий, средний, низкий). Такая матрица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды. По результатам выявленных уровней значимости воздействия эксперт может дать интегральную оценку воздействия на конкретный компонент природной среды.

5.1 Оценка воздействия на качество атмосферного воздуха

В настоящем разделе приводятся характер и ожидаемые масштабы воздействия на атмосферный воздух с учетом их вероятности, продолжительности и частоты, предполагаемые объемы и качественная характеристика выбрасываемых загрязняющих веществ в результате осуществления намечаемой деятельности.

Источниками воздействия на атмосферный воздух, является технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательных производств, необходимые для выполнения планируемых работ. На основе запланированных работ в была проведена инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при работах.

По расчетным данным проекта на месторождении Лактыбай стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:

по 1 варианту разработки:

- при строительстве вертикальных скв. №№45, 47 проектной глубиной 4771м- 512,633728т/год;
- при строительстве вертикальных скважин №№48 проектной глубиной 4200 м - 205,117т/год;
- при строительстве вертикальных скважин №№27D, 50 проектной глубиной 4500 м - 446,908484т/год;
- при строительстве вертикальных скважин №№49, 14D проектной глубиной 4200 м - 446,908484т/год;

- при строительстве резервных скважин №№61, 62 проектной глубиной 4771 м - **512,633728**т/год;
- при строительстве оценочных скважин №№ОС-1, 51, 52, 53, 54, 55 проектной глубиной 4771 м - **1537,901184**т/год;

При эксплуатации

- при эксплуатации месторождения в 2026г - **666,637821** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **703,949243** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **771,552163** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **825,302989** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **843,554399** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **821,792642** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **816,508950** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **732,796007** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **693,906370**т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2035г - **649,342650** т/год.

По расчетным данным проекта на месторождении Лактыбай стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:

по 2 варианту разработки:

- при строительстве вертикальных скв.№№ 45, 47, 56 проектной глубиной 4771м- **768,950592**т/год;
- при строительстве вертикальных скважин №№ 48 проектной глубиной 4200 м - **205,117**т/год;
- при строительстве вертикальных скважин №№ 27D, 50, 57, 58 проектной глубиной 4500 м - **893,816968**т/год;
- при строительстве вертикальных скважин №№ 49, 14D, 59, 60 проектной глубиной 4500 м - **893,816968**т/год;
- при строительстве резервных скважин №№ 61, 62 проектной глубиной 4771 м - **512,633728**т/год;
- при строительстве оценочных скважин №№ ОС-1, 51, 52, 53, 54, 55 проектной глубиной 4771 м - **1537,901184**т/год;

При эксплуатации

- при эксплуатации месторождения в 2026г - **656,041999** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **693,454913** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **759,496432** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **818,948089** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **819,613581** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **819,463677** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **820,897950** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **773,114506** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **716,696103** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2035г - **696,927523** т/год.

Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха:

Для снижения воздействия планируемых работ на атмосферный воздух предусмотрен ряд технических и организационных мероприятий. К ним относятся:

- контроль за точным соблюдением технологии производств работ;
- разработка надежной и дублируемой системы управления технологическим процессом;

- использование системы безопасности и мониторинга;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования;
- использование системы контроля загазованности;
- выполнение производственного экологического контроля, включающего мониторинг на стационарных постах и маршрутных постах на границе СЗЗ.

Перечисленные технические решения по предотвращению выбросов вредных веществ в атмосферу сводят до минимума возможность выбросов вредных веществ в атмосферу.

Реализация предложенных мероприятий по охране атмосферного воздуха в сочетании с организацией производственного процесса и производственного контроля за состоянием окружающей среды позволит обеспечить соблюдение качества атмосферного воздуха и уменьшить негативную нагрузку на атмосферный воздух при эксплуатации оборудования.

Таблица 5.3 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
при бурении скважин				
Выбросы ЗВ в атмосферу от буровой установки	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 3
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от автотранспорта. Пыление дорог при движении автотранспорта	Ограниченное 2	Среднее 2	Слабое 2	Низкая значимость 8
при освоении				
Выбросы ЗВ в атмосферу от буровой установки	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 3

Природоохранные мероприятия. При проведении работ с минимальными (рассчитанными) воздействиями на атмосферный воздух необходимо строгое выполнение проектных решений. По результатам расчетов рассеивания приземных концентраций жилые вагоны следует расположить на расстоянии не менее 500м от площадки буровой, с учетом розы ветров.

Вывод: В целом воздействия рассматриваемых работ на состояние атмосферного воздуха, может быть оценено, как *ограниченное, продолжительное и умеренное* по воздействию.

5.2. Оценка воздействия на подземные и поверхностные воды

Источниками загрязнения подземных вод при разработке нефтяных месторождений могут быть: пластовые воды, извлекаемые из скважин вместе с нефтью; отработанные технические и бытовые воды, химические реагенты. Крупные очаги загрязнения могут возникнуть при аварийных ситуациях, ведущих к большим разливам нефти и пластовых вод на поверхность, при плохой изоляции нефтесодержащих пластов, при устройстве неэкранированных емкостей для отстоя и хранения нефти и пластовых вод и т.д.

Загрязняющие вещества могут поступать с инфильтрующимися атмосферными осадками на участках скопления промышленных и бытовых отходов, замазученных территорий, участков хранения нефти и пластовых вод.

Конструкция всех скважин обеспечивает изоляцию пластов подземных вод.

Таблица 5.4-Интегральная (комплексная) оценка воздействия на подземные воды

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
при бурении скважин				
Загрязнение подземных вод сточными водами, возможными разливами ГСМ	Ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 6
при эксплуатации				
Загрязнение подземных вод сточными водами, возможными разливами ГСМ	Ограниченное 2	Продолжительное 3	Умеренное 3	Средняя значимость 18

Бурение нефтяных и газовых скважин неизбежно сопровождается различными физико-химическими процессами взаимодействия бурового раствора со слагающими стенки горными породами. К этим процессам относятся фильтрация, диффузия, теплообмен, капиллярная пропитка и др. Один из наиболее существенных процессов взаимодействия бурового раствора с окружающими скважину породами – фильтрация, которая определяет возникновение поглощений бурового раствора и нефтегазопроявлений, глинизацию стенок скважины, коагуляцию пристволенной зоны продуктивных пластов, разуплотнение и набухание глинистых отложений и многие другие явления, существенно влияющие на качество буровых работ и безаварийные условия проводки скважин.

Буровые растворы играют немаловажную роль в загрязнении недр, однако, процент поглощения бурового раствора может быть сведен к минимуму, так как параметры бурового раствора на этапе проектирования подбираются и поддерживаются в процессе бурения таким образом, чтобы предотвратить поглощение.

При проходке нефтесодержащих интервалов, отходы бурения сильно загрязнены нефтью и нефтепродуктами, которые являются сильными токсикантами для объектов гидро- и литосферы. Кроме того, материнская порода, входящая в состав бурового шлама, как правило, характеризуется наличием тяжелых металлов – свинца, олова, цинка и т.д. С экологических позиций в данном проекте технически правильно выбран безамбарный метод бурения, который позволяет свести к минимуму нагрузку на подземные воды.

Освоение скважин

При освоении скважин основными факторами загрязнения подземных вод являются:

- межпластовые перетоки по затрубному пространству и нарушенным обсадным колоннам;
- узлы, блоки и системы скважин (фонтанная арматура, продувочные отводы, выкидные линии);
- собственно продукты, получаемые при испытании (нефть, газ, конденсат) и пластовые воды;
- дополнительное загрязнение пластов при ГРП;
- продукты аварийных выбросов скважин (пластовые флюиды, тампонажные смеси).

Наиболее значительными может являться загрязнение подземных вод при межпластовых перетоках по затрубным пространствам.

В настоящее время общепринята точка зрения о том, что основной причиной возникновения перетоков по затрубным пространствам является снижение первоначального давления столба тампонажного раствора в результате таких процессов, как седиментация, контракция, усадка, водоотдача цементного раствора в пористые пласты с образованием непроницаемых перемычек, зависание структуры тампонажного раствора на стенках скважины и колонны.

Для предотвращения перетоков по затрубным пространствам необходимо применять седиментационно-устойчивые тампонажные растворы, тампонажные растворы с высокой

изолирующей способностью. Техническим проектом строительства и бурения эксплуатационных скважин предусмотрено применение тампонажных растворов, адаптированных к условиям района проведения работ.

Мероприятия по охране подземных вод от истощения и загрязнения

Под охраной подземных вод понимается система мер, направленная на предотвращение и устранение последствий загрязнения, засорения и истощения вод, а также на сохранение и улучшение их качественного и количественного состояния.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод при эксплуатации месторождения Лактыбай предусматриваются следующие мероприятия:

К мероприятиям по предупреждению истощения подземных вод относят:

- строгое соблюдение установленных лимитов на воду;
- отказ от размещения водоемких производств в районах с недостаточной обеспеченностью водой;
- проведение гидрогеологического контроля за предотвращением истощения эксплуатационных запасов подземных вод;
- повторное использования сточных вод с применением оборотных систем.

К мероприятиям по предотвращению загрязнения подземных вод относят:

- осуществление мер по предотвращению и ликвидации утечек сточных вод и загрязняющих веществ с поверхности земли в горизонты подземных вод;
- организация регулярных режимных наблюдений за уровнями и качеством подземных вод;
- устройство защитной гидроизоляции сооружений, являющихся потенциальными источниками загрязнения подземных вод;
- организацию зон санитарной охраны на территории, являющейся источником питания подземных вод;
- организацию регулярных режимных наблюдений за условиями залегания, уровнем и качеством подземных вод на участках существующего и потенциального загрязнения, связанного со строительством проектируемого объекта;
- необходимым условием применения химических реагентов при разработке месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- обязательно ежеквартально должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

Мероприятия по охране поверхностных вод от истощения и загрязнения:

- рациональное использование водных ресурсов;
- предотвращение и устранение загрязнения поверхностных вод;
- соблюдение установленного режима использования водоохранных зон;

- предотвращение попадания продуктов производства и сопутствующих ему загрязняющих веществ на территорию производственной площадки промышленного объекта и непосредственно в водные объекты;

- разработка плана мероприятий на случай возможного экстремального загрязнения водного объекта.

- качество и содержание в поверхностных водах различных компонентов должно соответствовать требованиям, указанным в «Правилах охраны поверхностных вод РК»: на поверхности воды не должно быть плавающих примесей, пятен масел, нефтепродуктов; запахи и привкусы не должны присутствовать в воде, кислотность воды должна находиться в пределах 6,5-8,5; в воде не должны содержаться ядовитые вещества в концентрациях, оказывающих вредное действие на людей и животных; количество растворенного в воде кислорода должно быть не менее 4 мг/л; БПК_{полн} при 20⁰С не должна превышать 3 мг/л; минеральный осадок не должен быть более 1000 мг/л, в том числе хлоридов 350 и сульфатов 500 мг/л и т.д.;

- обязательное проведение мониторинговых исследований речной (поверхностной) воды (минимум 1 раз в год).

Остаточные последствия. Остаточные последствия воздействия будут минимальными при условии выполнения вышеизложенных рекомендаций.

Выводы: Учитывая проектные решения с соблюдением требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, негативное воздействие на подземные воды от намечаемой хозяйственной деятельности в рамках проекта не прогнозируется. Воздействие на подземные воды при строительстве скважин оценивается: в пространственном масштабе как *ограниченное*, во временном как *продолжительное* и по величине как *умеренное*.

5.3. Факторы негативного воздействия на геологическую среду

Обычно под геологической средой понимаются верхние горизонты литосферы, включающие комплекс геологических образований различного генезиса и широкого временного интервала.

Геологическая среда является прямой целью реализации проекта и будет подвергнута разноплановым воздействиям как при обустройстве скважин, так и на стадии эксплуатации.

Основными факторами воздействия на геологическую среду в процессе бурения являются следующие виды работ:

- строительство скважин;
- движение транспорта;

Возможные негативные воздействия на геологическую среду следующие:

Таблица 5.5-Анализ воздействия на геологическую среду

Источники и виды воздействия	Тип воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5	6
при строительстве скважин					
При бурении	Разрушения массива горных пород, поступления в подземные горизонты буровых растворов	Ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 6
Движения спецтехники по площади	Нарушения верхней части геологической среды	Ограниченное 2	Кратковременное 1	Слабое 2	Низкая значимость 4

при эксплуатации					
Возможные разливы ГСМ	поступления в подземные горизонты углеводородов	Ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 6

Воздействие на геологическую среду при строительстве скважин возможно в результате:

- пластовых перетоков в затрубном пространстве при нарушении цементажа;
- нарушения конструкции фонтанной арматуры;
- дополнительного загрязнения пласта при ГРП;
- аварийных выбросов и сбросов продуктов испытания скважин – пластовых флюидов, тампонажных смесей;
- аварийных разливов ГСМ и других опасных материалов.

При испытании предусматривается проведение в скважине обязательного комплекса гидродинамических и промыслово-геофизических исследований. В комплекс обязательно включают исследования по выявлению негерметичности обсадной колонны.

Заколонные проявления после цементирования обсадных колонн являются одним из распространенных осложнений процесса бурения и испытания скважин. Затрубные проявления (перетоки) в скважинах возникают и развиваются в различные промежутки времени после окончания цементирования обсадных колонн и носят непостоянный характер.

Возникновение межпластовых перетоков связывают с наличием давления между пластами, основной причиной которого является снижение первоначального давления столба тампонажного раствора. Снижение давления тампонажного раствора происходит в результате таких процессов, как седиментация, контракция, усадка, водоотдача цементного раствора в пористые пласты с образованием непроницаемых перемычек, зависание структуры тампонажного раствора на стенках скважины и колонны.

Местом заколонных проявлений могут быть: по мнению одних исследователей – тампонажный раствор (камень), по мнению других – остатки невытесненного бурового раствора, его фильтрационная корка, третьих – зоны контакта цементного камня с породой и колонной.

Наибольший ущерб наносят аварийные выбросы и фонтанирование подземных флюидов, в особенности нефти.

В техническом проекте разработаны мероприятия по охране недр, включая мероприятия по ликвидации последствий, связанных с возникновением нефтегазопроявлений, поглощением бурового и цементного растворов. Описание возможных аварийных ситуаций на буровых в процессе проведения бурения и рекомендации по способам их предупреждения и ликвидации приведены также в техническом проекте.

Основное воздействие на состояние геологической среды в период строительства будет проявляться в локальном нарушении сплошности недр и кратковременном изменении геотермального режима грунтов. Учитывая узколокальный характер воздействия и кратковременность данного воздействия, его можно считать допустимым.

Природоохранные мероприятия:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;
- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- 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;

Согласно ст.276 Экологического Кодекса РК необходимо учесть экологические требования при проектировании и строительстве нефтегазопроводов:

- проектирование автоматических запорных задвижек на нефтегазопроводах необходимо производить с учетом оценки рисков, связанных с возможным нарушением целостности нефтегазопроводов.

- при строительстве нефтегазопроводов должны применяться технические средства и оборудование, обеспечивающие минимальный объем нарушений морского дна, и использоваться технологии и методы, локализирующие распространение взвешенных веществ в толще воды.

- вдоль нефтегазопроводов должны устанавливаться охранные зоны в виде участков водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от оси крайних ниток трубопровода на пятьсот метров с каждой стороны.

Выводы: Воздействие на геологическую среду оценивается: в пространственном масштабе как *ограниченное*, во временном как *кратковременное* и по интенсивности, как *умеренное*.

5.4. Оценка воздействия на почвенный покров

В данном проекте приводится характеристика антропогенных факторов (физических и химических) воздействия на почвенный покров и почвы, связанных с реализацией данного проекта.

Антропогенные факторы воздействия выделяются в две большие группы:

- физические;
- химические.

Воздействие физических факторов в большей степени характеризуется механическим воздействием на почвенный покров:

- при движении автотранспорта;
- при бурении и обустройстве скважин, монтаж и демонтаж технологического оборудования.

К химическим факторам воздействия при производстве вышеуказанных работ – привнос загрязняющих веществ в почвенные экосистемы при возможных разливах нефти, пластовых вод, с буровыми сточными водами, буровыми шламами, хозяйственными стоками, бытовыми и производственными отходами, при случайных разливах ГСМ.

Наибольшая степень деградации почвенного покрова территории нефтепромыслов, вызвана развитием густой сети полевых дорог для транспортировки технологического оборудования, ГСМ, доставки рабочего персонала.

Интенсивное неупорядоченное движение автотранспорта может привести к разрушению поверхностной солевой корочки и активизации процесса ветрового и солевого переноса. Интенсивное развитие процессов дефляции обуславливается также высокой ветровой активностью, характерной для этой территории. Дорожно-транспортное нарушение почв связано, прежде всего, с их переуплотнением внутри месторождений.

Основными потенциальными факторами химического загрязнения почвенного покрова на территории работ являются:

- загрязнение в результате газопылевых осадений из атмосферы;
- загрязнение токсичными компонентами буровых растворов;
- загрязнение нефтью и нефтепродуктами в случаях аварийного разлива ГСМ

По масштабам воздействия все виды химического загрязнения почв относятся к точечным.

Разбуривание, нефтяных скважин является экологически опасным видом работ, который сопровождается различного рода техногенными нарушениями компонентов окружающей среды. Воздействие обусловлено буровыми и техногенными отходами. При этом происходит загрязнение почвы, грунтов, горизонтов подземных вод веществами и химическими реагентами, используемыми при проходке скважин; происходит загрязнение недр в результате внутрипластовых перетоков.

Основными задачами охраны окружающей среды, заложенных в проекте являются максимально возможное сохранение почвенного покрова, возможность соблюдения установленных нормативов земельного отвода, проведение рекультивации почвенно-растительного покрова.

Таблица 5.6 - Анализ последствий возможного загрязнения почвенных покровов

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
при строительстве скважин				
Изъятие земель	Ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Среднее 2	низкой значимости 4
Воздействие на качество изымаемых земель	Ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6
Механические нарушения почвенного покрова при бурении скважин	Ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6
Загрязнение промышленными отходами	Локальное 1	Кратковременное 1	Незначительное 1	низкой значимости 1
при эксплуатации				
Загрязнение промышленными отходами	Локальное 1	Продолжительное 3	Незначительное 1	низкой значимости 3
Возможные разливы ГСМ	ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6

Природоохранные мероприятия

Для эффективной охраны почв от загрязнения и нарушения необходимо разработать план-график конкретных мероприятий, который наряду с имеющимися проектными решениями, направленными на охрану почв, должен включать следующие мероприятия:

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;
- использование автотранспорта с низким давлением шин;
- принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разлива нефти, нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;
- принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтью, нефтепродуктами и другими загрязнителями;
- неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения;
- разработать и осуществить мероприятия по ликвидации очагов нефтезагрязнения и по рекультивации замазученных участков, в случае возникновения.

Вывод: Воздействие на состояние почвенного покрова можно принять как *умеренное, ограниченное и кратковременное*.

5.5. Оценка воздействия на растительность

На состояние растительности территории, оказывают воздействие как природные так и антропогенные факторы, кумулятивный эффект которых выражается в развитии и направлении процессов динамики как растительности, так и экосистем в целом.

Динамические процессы условно можно объединить в 3 группы:

- природные (климатические, эдафические, литологические, и др.);
- антропогенно-природные или антропогенно-стимулированные (опустынивание, засоление);
- антропогенные (выпас, строительство и др.).

Природные процессы неразрывно связаны с ландшафтно-региональными физико-географическими условиями. Если их рассматривать отдельно, они наиболее стабильны, имеют четкие закономерности развития и не приводят к деградации растительности (исключая стихийные бедствия и катастрофы). Природная динамика растительности имеет характер циклических флуктуации или сукцессии, так как за длительный исторический период эволюционного развития растения адаптировались к конкретным условиям среды обитания.

В разных типах экосистем природные смены (флуктуации, сукцессии) растительности протекают по-разному и имеют свои закономерности. Растительность массива обследования развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебания температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, вызывающих преобладание восходящих минеральных растворов в почве.

В современной динамике экосистем и растительности антропогенно-природные процессы преобладают, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в регионе чисто природные процессы вычлениить невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

Антропогенные процессы непосредственно связаны с хозяйственной деятельности человека на данной территории. Они вызваны влиянием разнообразных антропогенных факторов, вызывающих механическое (выпас, уничтожение) и химическое загрязнение окружающей природной среды, повреждение растительности и других компонентов экосистем (почвы, животного мира и др.). Антропогенные смены протекают более быстрыми темпами и ускоряют природные и антропогенно-природные процессы. Взаимодействие антропогенно-стимулированных, антропогенных и природных процессов стимулируют развитие процесса опустынивания данной территории. По степени воздействия на экосистемы территории, выделяются следующие антропогенные факторы:

1. Транспортный (дорожная сеть) – линейно-локальный необратимый вид воздействия, характеризующийся полным уничтожением растительного покрова по трассам дорог запыленным и химическим загрязнением растений вдоль трасс. Наиболее сильно выражен вблизи объектов месторождения и населенных пунктов из-за сгущения дорог.

2. Промышленный (разведка и добыча нефти) – локальный вид воздействия с сильной степенью нарушенности экосистем в радиусе 100-1000м (запыление растительного покрова, очаги химического загрязнения в результате разливов нефтепродуктов и других химреагентов, тотальное уничтожения травостоя).

Территориальные экологические последствия влияния этих факторов не равноценны. Кроме этого повсеместно экосистемы испытывают влияние многих факторов одновременно, но интегральный, кумулятивный эффект этих воздействий неодинаков и зависит от исходного состояния и потенциальной устойчивости растительности конкретных участков.

Помимо санкционированного участка отчуждения по территории будет наезжена сеть несанкционированных дорог. Это приведет к дополнительным площадям с деградированной

растительностью. Чем шире будет сеть наезженных дорог, тем больше вероятности расширения очагов опустынивания.

Территории, в настоящее время, представленные естественной зональной растительностью могут подвергнуться сильным антропогенным воздействиям. Учитывая опыт бурения добывающих скважин, можно сказать, что непосредственно вокруг скважин растительный покров будет полностью уничтожен в радиусе 100-200м. Это механическое воздействие связано со снятием слоя почвы для выравнивания поверхностей, крепления конструкций и прокладки труб, установки жилых и технических сооружений и т.д. В связи с этим, вокруг промышленных площадок будет полностью нарушен морфологический профиль почв. Такие участки длительное время не зарастают. При прекращении непосредственного воздействия (до 3-х месяцев) на второй-третий год начнется постепенное зарастание. Пионерные группировки этих видов неустойчивы в пространстве и во времени, поэтому уязвимы к любым видам антропогенного воздействия.

Резюмируя вышеизложенное, следует сказать, что проведение работ по пробной эксплуатации отразится на почвенно-растительном покрове в виде следующих изменений:

1. Полное (реже частичное) уничтожение растительности будет при:
 - трассировке временных грунтовых дорог в условиях отсутствия специально оборудованных;
 - транспортировке бурового оборудования и технологического оборудования;
 - транспортировке реагентов буровых растворов, ГСМ, шламов и других материалов;
 - обустройстве площадки (строительство терминала, бетонирование устьев скважин, строительство вахтового поселка, внутрипромысловых трубопроводных систем).
2. Частичное повреждение растений (реже уничтожение) будет при:
 - загрязнении почвенно-растительного покрова выхлопными газами, ГСМ, отработанными буровыми растворами, буровыми шламами, нефтью;
 - запылении придорожной растительности;
 - бурении скважин.

Таблица 5.7- Анализ последствий возможного загрязнения на растительность

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
при строительстве скважин				
Снятие растительного покрова	Ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Слабое 2	низкой значимости 4
Химическое загрязнение, Возможные разливы ГСМ	ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6
при эксплуатации				
Химическое загрязнение, Возможные разливы ГСМ	ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6

Природоохранные мероприятия

Для предотвращения нежелательных последствий при проведении планируемых работ и сокращения площадей уничтоженной и трансформированной растительностью необходимо выполнение комплекса мероприятий по охране растительности:

- свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;
- не допускать расширения дорожного полотна;
- осуществить профилактические мероприятия, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при производстве работ;

- во избежание возгорания кустарников и травы необходимо соблюдать правила по технике безопасности;
- запретить ломку кустарниковой флоры для хозяйственных нужд;
- провести мониторинг орнитофауны.

Вывод: Воздействие на состояние растительности можно принять как *умеренное, ограниченное и кратковременное*.

5.6 Факторы воздействия на животный мир

В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей животного мира может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части мест обитания и т.д.)
- косвенных (сокращение площади мест обитания, качественное изменение среды обитания).

Хозяйственная деятельность на участке работ приведет к усилению фактора беспокойства. Плотность населения пресмыкающихся групп животных при обустройстве участка в радиусе 1 км может снизиться в 2-3 раза. В радиусе 3-5 км снизится численность степного орла, а дрофа-красотка переместится в более отдаленные пустынные участки. Произойдет вытеснение из ближайших окрестностей лисицы, корсака, летучих мышей, большинства тушканчиков. На миграцию птиц производимые работы существенного влияния не окажут. В связи со значительной отдаленностью участков планируемых работ от мест обитания редких видов животных, внесенных в Красную Книгу, реализация проекта не отразится на сохранности и площади их мест обитания.

Для снижения негативного воздействия на животных и на их местообитание при проведении работ по строительству скважин, складировании производственно-бытовых отходов и в период бурения скважин необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнёзд, нор и избегать их уничтожения или разрушения. Учитывая, что на территории планируемых работ, большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторых видов птиц, ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижение автотранспорта в ночное время. При планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать внедорожных передвижений автотранспорта. Важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т. п.). 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.

В целом, причиной сокращения численности и разнообразия животного мира являются следующие факторы:

- изъятие и уничтожение части местообитания;
- усиление фактора беспокойства;
- сокращение площади местообитаний;
- качественное изменение среды;
- движение автотранспорта.

Воздействие при разработке месторождения на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;

- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ;
- проведение мониторинга животного мира.

Таблица 5.8-Анализ воздействия на фауну

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
при строительстве скважин				
Изъятие среды обитания, нарушение среды обитания	Локальное 1	кратковременное 1	Слабое 2	низкая значимость 2
Факторы беспокойства, шум, свет, движение автотранспорта	Локальное 1	кратковременное 1	Слабое 2	низкая значимость 2
при эксплуатации				
Факторы беспокойства, шум, свет, движение автотранспорта	Локальное 1	Продолжительное 3	Слабое 2	низкая значимость 6

Мероприятия по сохранению краснокнижных видов животных и птиц

Приоритетные мероприятия по сохранению краснокнижных видов животных и птиц являются способы их сохранения в природной среде обитания, поскольку только в такой среде возможно полноценное и долговременное сохранение живых организмов и продолжение их естественной эволюции. Мероприятия по сохранению краснокнижных видов животных и птиц вне природной среды обитания являются частью программ по восстановлению видов и возвращению их в природу.

Основными задачами в этой области являются поддержание численности популяций и видов, сохранение внутривидовой структуры и поддержание популяционной структуры вида. Для этого необходимы: борьба с нелегальной эксплуатацией природных популяций редких видов; нормирование их легального использования в различных целях (рекреационных, научных, культурных и др.); проведение экологической экспертизы хозяйственных проектов, затрагивающих местообитания видов и влияющих на их численность.

Природоохранные мероприятия. Основные мероприятия по минимизации отрицательного антропогенного воздействия на животный мир должны включать:

- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся;
- строгое соблюдение технологии;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- запрещение браконьерства и любых видов охоты;

- использование техники, освещения, источников шума должно быть ограничено минимумом;
- работы по восстановлению деградированных земель;
- провести мониторинг животного мира.

5.7 Радиационная обстановка

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением «Санитарно-эпидемиологических требований к обеспечению радиационной безопасности», №КР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020г. и других республиканских и отраслевых нормативных документов.

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- непревышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижения дозы облучения до возможно низкого уровня.

Все участки нефтепромысловых работ расположены в малонаселенной полупустынной местности.

Исходя из геолого-геоморфологических условий района исследований, первично природная радиационная обстановка соответствует относительно низкому уровню радиоактивности, характерному для селитебных территорий равнинных ландшафтов.

5.8 Физическое воздействие

Акустическое воздействие

Шум. Технологические процессы проведения оценочных работ являются источником сильного шумового воздействия на здоровье людей, непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а также на флору и фауну. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Во время строительных работ на месторождениях внешний шум может создаваться при работе механических агрегатов, автотранспорта.

Для оценки суммарного воздействия производственного шума используется суточная доза. Суточная доза состоит из 3 парциальных доз, соответствующих 3 восьмичасовым периодам суток, отражающим основные виды жизнедеятельности человека: труд, деятельность и отдых в домашних условиях, сон.

Парциальные дозы определяют отдельно для каждого восьмичасового периода с учетом соответствующих им допустимых уровней шума. Расчет парциальных доз шума для 3 периодов жизнедеятельности проводят по разности между фактическими и допустимыми уровнями звука в дБА. Для этого находят три значения разностей уровней и по таблице соответствующие им превышения допустимых доз для каждого периода. Среднесуточную дозу определяют делением суммы парциальных доз на 3 (количество периодов суток).

Общее воздействие производимого шума на территории промысла в период проведения строительства скважин и эксплуатации технологического оборудования будет складываться из двух факторов:

- воздействие производственного шума (автотранспортного, специальной технологической техники, буровой установки и передвижных дизель-генераторных установок);
- воздействие шума стационарных оборудования, расположенных на соответствующих площадках.

На контрактной территории оборудование буровых установок является источником шума широкополосного спектра с постоянным уровнем звука.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение звука происходит медленнее. Проектом производства работ следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характера и состояния прилегающей

территории, наличия звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельефа местности.

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике, применение, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

В соответствии с требованиями Приказа Министра национальной экономики РК № *ҚР ДСМ-15 от 16 февраля 2022 года «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека»* предельно-допустимый уровень шума на рабочих местах не должны превышать 80 дБА.

Шумовое воздействие автотранспорта. Допустимые уровни внешнего шума автомобилей, действующие в настоящее время, применительно к условиям строительных работ, составляют: грузовые автомобили с полезной массой свыше 3,5 т создают уровень звука – 89дБ (А); грузовые автомобили с дизельным двигателем мощностью 162кВт и выше – 91 дБ (А).

Средний допустимый уровень звука на дорогах различного назначения, в том числе местного, составляет 73 дБ (А). Эта величина зависит от ряда факторов, в том числе от технического состояния транспорта, дорожного покрытия, интенсивности движения, времени суток конструктивных особенностей дорог и т.д.

В условиях транспортных потоков планируемых при проведении намечаемых работ, будут преобладать кратковременные маршрутные линии. Использование автотранспорта для обеспечения работ, перевозки персонала, технических грузов и др. с учетом создания звуковых нагрузок, не будет превышать допустимых нормированных шумов – 80дБ (А), а использование мероприятий по минимизации шумов при работах на месторождении, даст возможность значительно снизить последние.

Электромагнитные излучения. Влияние электромагнитных полей на биосферу разнообразно и многогранно. Взаимодействие электромагнитных полей с биологическим объектом определяется:

- параметрами излучения (частоты или длины волны, когерентностью колебания, скоростью распространения, поляризацией волны);
- физическими и биохимическими свойствами биологического объекта, как среды распространения ЭМП (диэлектрической проницаемостью, электрической проводимостью, длиной электромагнитной волны в ткани, глубиной проникновения, коэффициентом отражения от границы воздух-ткань).

Для оценки воздействия ЭМП на человеческий организм с целью выбора способа защиты проводится сравнение фактических уровней излучателей с нормативными документами.

Измерение уровней излучений производится в порядке текущего санитарного надзора, при сдаче в эксплуатацию новых или реконструированных источников ЭМП и общественных зданий и сооружений, расположенных на прилегающей к электромагнитным излучателям территории.

Источниками электромагнитных излучений будут являться высоковольтные линии электропередач после ввода их в эксплуатацию, и трансформаторные подстанции с силовыми трансформаторами.

Эти объекты устанавливаются и эксплуатируются только в соответствии с требованиями электробезопасности (высота опор, количество проводов и изоляторов на них). Поэтому ЛЭП не будет представлять опасности, как для населения, так и для ОС.

Аналогичные условия предъявляются и к трансформаторным подстанциям, которые также не будут являться источниками неблагоприятного электромагнитного воздействия на ОС.

Вибрация. Действие вибрации на организм проявляется по – разному в зависимости от того, как действует вибрация. Общая вибрация воздействует на весь организм. Этот вид вибрации проявляется в проведения буровых работ.

Локальная (местная) вибрация воздействует на отдельные части тела (например, при работе с ручным пневмоинструментом, виброуплотнителями и т.д.).

В зависимости от продолжительности воздействия вибрации, частоты и силы колебаний возникает ощущение сотрясения (паллестезия).

При длительном воздействии возникают изменения в опорно-двигательной, сердечно-сосудистой и нервной системах.

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибрации как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящих, главным образом, в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

5.9 Оценка воздействия на социально-экономическую среду

Исследуемая территория административно находится в Атырауской области. Проводимые работы способствуют:

- организации современной инфраструктуры;
- поступлению налогов в местный и республиканский бюджет.

Воздействие реализации проекта на отдельные компоненты социально-экономической сферы сведены в таблицу 5.9.

Таблица 5.9 - Компоненты социально-экономической среды, рассматриваемые в ходе оценки воздействия

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Доходы и уровень жизни населения	Наземный транспорт
Здоровье населения	Землепользование
Демографическая ситуация	Сельское хозяйство
Образование и научно - техническая сфера	
Отношения населения к проектной деятельности и процессы внутренней миграции	
Рекреационные ресурсы	
Памятники истории и культуры	

В общем комплексе компонентов социально-экономической среды по характеру влияющих воздействий можно выделить три группы:

- компоненты, на которые намечаемая деятельность окажет только отрицательное воздействие;
- компоненты, на которые намечаемая деятельность окажет только положительное воздействие;
- компоненты, на которые намечаемая деятельность окажет как отрицательное, так и положительное воздействие.

Оценка возможных остаточных воздействий, независимо от их направленности (положительные или отрицательные), проводится по пространственным и временным параметрам, а также по их интенсивности.

При оценке изменений в состоянии показателей социально-экономической среды во многих случаях крайне трудно найти способы получения величины изменений в количественном выражении. В связи с этим для оценки воздействия использовались приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов, которые определялись для каждого социально-экономического показателя согласно шкале градации, с масштабом от 0 до 5. В

зависимости от направленности изменений (улучшение или ухудшение социально-экономической ситуации) балл имеет положительное или отрицательное значение.

Градации пространственных параметров воздействия на социально-экономическую сферу приведены в таблице 5.10.

Таблица 5.10 - Градации пространственных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу

Градация пространственных воздействий	Критерий	Балл
Нулевое	Воздействие отсутствует	0
Точечное	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта	1
Локальное	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов	2
Местное	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов	3
Региональное	Воздействие проявляется на территории области	4
Национальное	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом	5

Градации временных параметров воздействия на социально-экономическую сферу приведены в таблице 5.11.

Таблица 5.11 - Градации временных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу

Градация временных воздействий	Критерий	Балл
Нулевое	Воздействие отсутствует	0
Кратковременное	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев	1
Средней продолжительности	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3-х месяцев) до 1 года	2
Долговременное	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода больше 1 года, но меньше 3-х лет. Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта	3
Продолжительное	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность	4
Постоянное	Продолжительность воздействия более 5 лет	5

Градации параметров интенсивности воздействия на социально-экономическую сферу представлены в таблице 5.12.

Таблица 5.12 - Градации масштабов интенсивности воздействия на социально-экономическую сферу

Градация интенсивности воздействий	Критерий	Балл
Нулевое	Воздействие отсутствует	0
Незначительное	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя	1
Слабое	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах	2
Умеренное	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня	3
Значительное	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня	4
Сильное	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня	5

Интегральная оценка представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому

выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется интегрированный балл посредством суммирования итоговых отрицательных или положительных воздействий.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий), на конкретный компонент социально-экономической среды так, как это показано в таблице 5.13.

Таблица 5.13 - Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу

Итоговый балл	Итоговое воздействие
от +1 до +5	Низкое положительное воздействие
от +6 до +10	Среднее положительное воздействие
от +11 до +15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от -1 до -5	Низкое отрицательное воздействие
от -6 до -10	Среднее отрицательное воздействие
от -11 до -15	Высокое отрицательное воздействие

Использование баллов не нацелено на представление конкретной величины, связанной с воздействием. Система балльной оценки разработана с целью обеспечения инструментария для облегчения дифференциации воздействий по их ожидаемым последствиям.

Здоровье

Исходя из анализа санитарно-гигиенической обстановки в регионе можно сделать вывод, что основным фактором, влияющим на состояние здоровья населения, являются в первую очередь социальные условия.

Современное состояние здоровья населения в регионе определяют следующие факторы: демографическая ситуация, состояние здравоохранения, уровень заболеваемости населения, санитарно-эпидемиологическая и эпидемиологическая обстановка в области.

Предполагается прямое и косвенное воздействие на здоровье населения. К прямому слабому положительному воздействию следует отнести некоторое повышение качества жизни персонала, занятого как непосредственно при разработке месторождения, так и косвенно. Создание новых рабочих мест и увеличение личных доходов персонала будут сопровождаться мерами по повышению благосостояния и улучшению условий проживания населения в районе воздействия планируемых работ. Рост доходов позволит повысить возможности работников, занятых в планируемых работах, по самостоятельному улучшению условий жизни, поднять инициативу и творческий потенциал. За счет роста доходов повысится их покупательная способность, соответственно улучшится состояние здоровья людей.

Косвенным слабым положительным воздействием является возможность покупать дорогие эффективные лекарства, получать необходимую платную медицинскую помощь как на местном, так и на региональном, республиканском уровнях.

Предполагается, что на здоровье населения и персонала будет оказано среднее положительное воздействие, которое будет характеризоваться следующими величинами категорий: пространственный масштаб – *локальный (2 балла)*, временной – *средней продолжительности (2 балла)*, интенсивность воздействия – *незначительная (1 балл)*. Интегральная оценка (5 баллов).

Потенциальными источниками отрицательного воздействия на здоровье населения при разведочных работ могут быть:

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
- физические факторы (электромагнитное излучение, шум, вибрация);
- образование, транспортировка, утилизация отходов производства и потребления.

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

Ближайшие населенные пункты располагаются вне зоны влияния выбросов, образующихся при эксплуатации проектируемых объектов. Выбросы загрязняющих веществ

в атмосферу, как показывают расчеты, не будут достигать ПДКм.р на территории жилой зоны и не будут воздействовать на здоровье населения.

Физические факторы

Потенциальным источником электромагнитного излучения может служить: силовые установки, трансформаторные подстанции, распределительные устройства и т.д. Источники электромагнитного излучения должны соответствовать требованиям санитарных норм, поэтому не будут оказывать вредного воздействия на здоровье персонала. Воздушные линии электропередач, проведенные к наземным объектам, будут проходить по пустынной местности, где нет населенных пунктов, поэтому они не окажут никакого воздействия на здоровье населения.

Основными источниками вибрации при реализации планируемых работ являются дизельные установки, насосы и другое оборудование, автотранспорт. Предусматривается использование оборудования, обеспечивающего уровень вибрации в пределах нормативных требований. В связи с удаленным расположением проектируемых объектов от поселков, население не будет подвергаться прямому и косвенному воздействию вибрации при эксплуатации объектов.

Отходы производства и потребления

Все отходы будут собираться и транспортироваться для передачи специализированным организациям для дальнейшего обращения.

Выполнение природоохранных требований, касающихся сбора, транспортировки, утилизации отходов при реализации проектных решений позволит свести к минимуму негативное воздействие этих факторов на здоровье населения.

С учетом всех перечисленных выше факторов, связанных с выбросами загрязняющих веществ в атмосферу, физическими факторами, отходами производства, воздействие на здоровье оценивается следующими показателями: *пространственный масштаб – точечный (-1), временной – средней продолжительности (-2 баллов), интенсивность воздействия – слабая (-1). Интегральная оценка (-3 баллов) – низкое отрицательное.*

Интегральное воздействие на здоровье население и персонала оценивается как *положительное низкого уровня (2 балла).*

Трудовая занятость

В решении проблем с безработицей большое значение имеет создание новых рабочих мест непосредственно на рассматриваемых объектах, а также сохранение существующих рабочих мест, за счет обеспечения заказами местных предприятий, участвующих в реализации проекта.

Ожидается, что в сфере трудовой занятости уровень положительного воздействия при реализации проекта будет: *региональный (4 балла), продолжительный (4 балла), умеренный (3 балла). Интегральная оценка (11 баллов).*

На трудовую занятость реализация проектных решений отрицательного воздействия не окажет. В целом интегральная оценка воздействия на трудовую занятость составит – *(11 баллов)* и оценивается как *положительное высокого уровня.*

Доходы и уровень жизни населения

Реализация намечаемой деятельности окажет положительное воздействие на доходы и уровень жизни населения на территории планируемых работ, вследствие повышения занятости отдельной части граждан.

Повышение уровня жизни отдельных граждан из числа местного населения за счет увеличения доходов скажется на улучшении их жизни, что будет способствовать сокращению оттока местного населения из региона.

На доходы и уровень жизни населения воздействие от планируемых работ будет следующим: *пространственный масштаб – региональный (4 балла), временной – продолжительный (4 балла), интенсивность воздействия – умеренный (3 балла). Интегральная оценка (11 баллов).*

На доходы и уровень жизни населения *отрицательного воздействия не ожидается*. В целом интегральная оценка воздействия на доходы и уровень жизни населения оценивается как *положительное высокого уровня (11 баллов)*.

Особо охраняемые природные территории

На рассматриваемой территории отсутствует особо охраняемые природные территории. Воздействие – исключено.

Памятники истории и культуры

На участках проведения планируемых работ отсутствуют зарегистрированные исторические памятники. Воздействие на памятники истории и культуры - *исключено*.

Образование и научно-техническая сфера

При реализации проекта возрастет потребность в привлечении высококвалифицированного персонала. Наличие спроса в квалифицированном персонале стимулирует развитие образования, науки и технологий в нефтегазовой сфере, применение научно-прикладных разработок и научных исследований в региональных и областных научных центрах.

Определенное положительное воздействие реализации проекта будет оказано на развитие научно-технического потенциала Республики Казахстан. В настоящее время ряд проектных организаций Казахстана участвует в разработке технической и экологической документации.

При реализации проекта, на образование и научно-техническую сферу воздействие будет следующим: в пространственном масштабе – *местным (3 балла)*, во временном масштабе – *продолжительным (4 балла)*, в масштабе интенсивности – *слабым (2)*. Интегральная оценка – *среднее положительное воздействие (9 баллов)*.

5.10 Состояние здоровья населения

Экономический рост и развитие территории

Взросшая деловая активность в сопутствующих производствах и в секторе обслуживания приведет к увеличению доходов и налогов, выплачиваемых в госбюджет, а также к развитию новых секторов экономики и, соответственно, к дополнительным налоговым поступлениям. Дополнительные доходы будут использоваться для развития социальной и транспортной инфраструктуры области, что приведет к длительному, устойчивому экономическому развитию региона.

При условии реализации проектных решений возможное воздействие на экономический рост и развитие будет положительным высокого уровня (12 баллов), при региональном (4 балла) пространственном масштабе воздействия, продолжительном (4 балла) временном масштабе и значительной (4 балла) интенсивности воздействия.

Землепользование и сельское хозяйство

Изъятие и отвод земель осуществляется на основе положений Земельного кодекса Республики Казахстан и в соответствии с существующими нормативно-правовыми документами. В соответствии со ст.32 Земельного кодекса РК право на землепользование для осуществления своей деятельности предоставляется в виде права временного землепользования. За земельные участки, предоставленные государством в аренду, взимается плата за пользование земельными участками. Порядок исчисления и уплаты в доход бюджета платы за пользование земельными участками определяется в соответствии с налоговым законодательством Республики Казахстан.

Временно изымаемые земли, после проведения рекультивации, в установленном порядке будут возвращены местным органам власти. Вся инфраструктура будет размещена в границах отвода земель. Воздействие не повлияет на изменения в повседневной жизни населения. Никакого воздействия на сельское хозяйство при эксплуатации наземных объектов не ожидается.

Инвестиционная деятельность

Приток инвестиций и налоговых поступлений будет способствовать развитию как социальной, так и экономической сфер в регионе.

В целом, намечаемая деятельность положительно повлияет на степень развития региона, его привлекательность для инвестиций. Это будет способствовать увеличению поступлений денежных средств в областные бюджеты, развитию системы пенсионного, социального обеспечения, образования, здравоохранения.

Разработка месторождения Лактыбай на инвестиционную деятельность окажет *положительное воздействие высокого уровня (11 баллов)*, так как пространственный масштаб воздействия будет *региональный (4 балла)*, временной *продолжительный (4 балла)*, а интенсивность – *умеренная (3 балла)*.

Результаты оценки возможных воздействий на социально-экономическую сферу приведены в матрице и интегральной оценке воздействия (таблица 5.14).

Таблица 5.14 - Матрица результатов оценки воздействий на социально-экономическую сферу

Отрицательное или положительное воздействие	Компонент среды	Категории воздействия, балл			Интегр. оценка, балл
		Пространств. масштаб	Временной масштаб	Интенсивн. воздействия	
<i>Положительное</i>	Здоровье	Локальный (2)	Средней продолжительности (2)	Незначительная (1)	5
	Трудовая занятость	Региональный (4)	Продолжительный (4)	Умеренная (3)	11
	Доходы и уровень жизни населения	Региональный (4)	Продолжительный (4)	Умеренная (3)	11
	Образование и научно-техническая сфера	Местный (3)	Продолжительный (4)	Слабая (2)	9
	Экономический рост и развитие территории	Региональный (4)	Продолжительный (4)	Значительная (4)	12
	Землепользование	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Инвестиционная деятельность	Региональный (4)	Продолжительный (4)	Умеренная (3)	11
<i>Отрицательное</i>	Здоровье	Точечный (-1)	Средней продолжительности (-2)	Слабая (-2)	-5
	Трудовая занятость	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Доходы и уровень жизни населения	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Образование и научно-техническая сфера	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Экономический рост и развитие территории	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Землепользование	Локальный (-2)	Продолжительный (-4)	Слабая (-2)	-8
	Инвестиционная деятельность	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0

Вывод: Эксплуатация месторождения оказывает прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения), а также увеличивает первичную и вторичную занятость местного населения.

5.11 Охрана памятников истории и культуры

Территория Западного Казахстана в силу определенных физико-географических и исторических условий является местом сохранения значительного количества весьма интересных архитектурных и археологических памятников. Глубокое изучение этого удивительного наследия только началось и несомненно, что в настоящее время наука стоит у порога еще одной, во многом загадочной цивилизации, строителями которой были конные

кочевники азиатских степей и пустынь. Роль этой цивилизаций, несомненно, выходит за границы рассматриваемого региона, который, однако, имеет совершенно своеобразный облик сохранившихся памятников, особенно последних столетий.

Состояние памятников в основном неудовлетворительное, разрушения происходят из-за естественного старения материала, воздействия атмосферных осадков, влияния техногенной деятельности.

Памятники истории и культуры охраняются государством. Ответственность за их содержание возлагается на местные организации, учреждения и хозяйства, в ведении или на территории которых они находятся.

Характер воздействия. Ввиду отдаленности района проведения работы от памятников истории и культуры непосредственное воздействие отсутствует.

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как *минимальный*.

Природоохранные мероприятия. Не предусматриваются.

5.12 Экологические требования при проведении операций по недропользованию

Проектные документы для проведения операций по недропользованию должны предусматривать следующие меры, направленные на охрану окружающей среды:

1) применение методов, технологий и способов проведения операций по недропользованию, обеспечивающих максимально возможное сокращение площади нарушаемых и отчуждаемых земель (в том числе опережающее до начала проведения операций по недропользованию строительство подъездных автомобильных дорог по рациональной схеме, применение кустового способа строительства скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов производства в качестве вторичных ресурсов, их переработка и утилизация, прогрессивная ликвидация последствий операций по недропользованию и другие методы) в той мере, в которой это целесообразно с технической, технологической, экологической и экономической точек зрения, что должно быть обосновано в проектом документе для проведения операций по недропользованию;

2) по предотвращению техногенного опустынивания земель в результате проведения операций по недропользованию;

3) по предотвращению загрязнения недр, в том числе при использовании пространства недр;

4) по охране окружающей среды при приостановлении, прекращении операций по недропользованию, консервации и ликвидации объектов разработки месторождений в случаях, предусмотренных Кодексом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании»;

5) по предотвращению ветровой эрозии почвы, отвалов вскрышных и вмещающих пород, отходов производства, их окисления и самовозгорания;

6) по изоляции поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения;

7) по предотвращению истощения и загрязнения подземных вод, в том числе применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;

8) по очистке и повторному использованию буровых растворов;

9) по ликвидации остатков буровых и горюче-смазочных материалов экологически безопасным способом;

10) по очистке и повторному использованию нефтепромысловых стоков в системе поддержания внутрипластового давления месторождений углеводородов.

2. При проведении операций по недропользованию недропользователи обязаны обеспечить соблюдение решений, предусмотренных проектными документами для проведения операций по недропользованию, а также следующих требований:

1) конструкции скважин и горных выработок должны обеспечивать выполнение требований по охране недр и окружающей среды;

2) при бурении и выполнении иных работ в рамках проведения операций по недропользованию с применением установок с дизель-генераторным и дизельным приводом выброс неочищенных выхлопных газов в атмосферный воздух от таких установок должен соответствовать их техническим характеристикам и экологическим требованиям;

3) при строительстве сооружений по недропользованию на плодородных землях и землях сельскохозяйственного назначения в процессе проведения подготовительных работ к монтажу оборудования снимается и отдельно хранится плодородный слой для последующей рекультивации территории;

4) для исключения перемещения (утечки) загрязняющих веществ в воды и почву должна предусматриваться инженерная система организованного накопления и хранения отходов производства с гидроизоляцией площадок;

5) в случаях строительства скважин на особо охраняемых природных территориях необходимо применять только безамбарную технологию;

6) при проведении операций по разведке и (или) добыче углеводородов должны предусматриваться меры по уменьшению объемов размещения серы в открытом виде на серных картах и снижению ее негативного воздействия на окружающую среду;

7) при проведении операций по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых, карьерных и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями;

8) при применении буровых растворов на углеводородной основе (известково-битумных, инвертно-эмульсионных и других) должны быть приняты меры по предупреждению загазованности воздушной среды;

9) захоронение пиррофорных отложений, шлама и керна в целях исключения возможности их возгорания или отравления людей должно производиться согласно проекту и по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды, государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения и местными исполнительными органами;

10) ввод в эксплуатацию сооружений по недропользованию производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;

11) после окончания операций по недропользованию и демонтажа оборудования проводятся работы по восстановлению (рекультивации) земель в соответствии с проектными решениями, предусмотренными планом (проектом) ликвидации;

12) буровые скважины, в том числе самоизливающиеся, а также скважины, не пригодные к эксплуатации или использование которых прекращено, подлежат оборудованию недропользователем регулируемыми устройствами, консервации или ликвидации в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан;

13) бурение поглощающих скважин допускается при наличии положительных заключений уполномоченных государственных органов в области охраны окружающей среды, использования и охраны водного фонда, по изучению недр, государственного органа в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения, выдаваемых после проведения специальных обследований в районе предполагаемого бурения этих скважин;

14) консервация и ликвидация скважин в пределах контрактных территорий осуществляются в соответствии с законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании.

3. Запрещаются:

1) допуск буровых растворов и материалов в пласты, содержащие хозяйственно-питьевые воды;

2) бурение поглощающих скважин для сброса промышленных, лечебных минеральных и теплоэнергетических сточных вод в случаях, когда эти скважины могут являться источником загрязнения водоносного горизонта, пригодного или используемого для хозяйственно-питьевого водоснабжения или в лечебных целях;

- 3) устройство поглощающих скважин и колодцев в зонах санитарной охраны источников водоснабжения;
- 4) сброс в поглощающие скважины и колодцы отработанных вод, содержащих радиоактивные вещества.

Рекомендуемое комплексное мероприятие по охране окружающей среды:

- Строгое соблюдение требований законодательства РК;
- Строгий контроль над точным соблюдением технологии производства работ, в том числе герметичность емкость для хранения ГСМ;
- Строгий контроль технических решений по бурению скважин;
- Контроль за работой техники в случае вынужденного простоя или технического перерыва в работе;
- Постоянное присутствие эколога на буровой площадке;
- Учет и контроль по вывозу отходов;
- Учет использования технической воды;
- Учет водоотведения хоз-бытовых стоков при ведении работ;
- Организация сбора и временного накопления отходов на специальных площадках, оборудованных специальным покрытием или в закрытых помещениях, исключающих контакт с окружающей средой по видом отходов производства и потребления;
- Своевременный вывоз отходов производства лицензированной подрядной организации по утилизации отходов;
- Ежемесячный контроль по мониторинговым скважинам за соблюдением качества подземных вод;
- Ежеквартальное проведение мониторинговых исследований по охране окружающей среды при ведении работ (атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, почва, радиационный фон);
- проведение изыскательских работ по обоснованию состава природоохранных мероприятий, обеспечивающих охрану природных вод, почв и ландшафта;
- Строгое соблюдение передвижения автотранспорта по одному маршруту.
- Пылеподавление при передвижении транспорта;
- Использование наилучших доступных технологии;
- Рекультивация нарушенных земель;
- Охрана и сохранение биологических ресурсов.

6. АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ

Осуществление производственной программы по строительству скважин требует оценки экологического риска как функции вероятного события.

Главная задача в соблюдении безопасности работ заключается в проведении операции таким образом, чтобы заранее предупредить риск с определением критических ошибок.

На этапе бурения скважин играют роль факторы производственной среды и трудового процесса, приводящие к возможным осложнениям или аварийным ситуациям. Их можно разделить на следующие категории:

- воздействие электрического тока кабельных линий силовых приводов и генератора;
- воздействие машин и технологического оборудования;
- технологический процесс бурения.

Воздействие электрического тока. Поражение тока в результате прикосновения к проводникам, находящимся под напряжением, неправильного обращения с электроинструментами, прикосновения к кабельным линиям. Вероятность возникновения несчастных случаев в этом случае низкая.

Воздействие машин и оборудования. Травмы в результате столкновения с движущимися частями и элементами оборудования и причиняемыми неисправными шкивами и лопнувшими тросами, захват одежды шестернями, сверлами.

При бурении скважин могут возникать аварийные ситуации, связанные непосредственно с самим процессом бурения. К ним относятся:

- завалы ствола скважины или неблагоприятные геологические условия бурения скважин, когда геологические осложнения переходят в аварию;
- аварии в результате сжигания породоразрушающего инструмента;
- разрушение бурильных труб и их элементов соединений;
- нефтегазоводопроявления.

К возможным аварийным ситуациям при проведении работ в объекте следует отнести:

- механические повреждения емкостей, трубопроводов, предназначенных для транспортировки, хранения воды питьевого и технического качества, бытовых, производственных и поверхностных дождевых и талых вод.

Механические повреждения емкостей, и трубопроводов могут возникнуть в результате износа и разрушения материала, несвоевременного проведения ремонтно-профилактических работ и халатности обслуживающего персонала.

В результате утечек воды и сточных вод из трубопроводов, проложенных под землей, происходит размыв грунта, нарушение рельефа местности, загрязнение подземных вод и образование заболоченности. При повреждении наземных емкостей, резервуаров хранения запаса воды и регулирующих емкостей сточных вод происходит растекание жидкостей по территории предприятия, что возможно приведет к нарушению технологического процесса и к другим аварийным ситуациям.

6.1 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций

Наиболее опасными являются следующие возможные аварийные ситуации:

- порыв технологических трубопроводов и трубопроводов транспорта готовой продукции;
- нарушение герметичности аппаратов.

Краткая характеристика условий, при которых возможны аварийные выбросы:

- механическое повреждение подземных трубопроводов системы нефти и газосборных сетей при несанкционированных земляных работах в охранной зоне трубопроводов, что маловероятно;
- нарушение графика контроля за техническим состоянием и ППР технологических трубопроводов на проектируемых площадках.

Все остальные причины маловероятны из-за высокой степени прочности и надёжности

трубопроводов, высокой степени автоматического контроля за технологическим режимом. Кроме этого, данные предполагаемые аварийные ситуации будут, безусловно, разнесены во времени и пространстве, и наложение одной аварийной ситуации на другую также маловероятно.

Для ликвидации аварии нефтепроводов высылаются ремонтная бригада со спецтехникой, экскаватор, сварочный агрегат, вакуум, самосвал.

Прибывшая на место аварии бригада определяет площадь разлитой нефти, роет приямок экскаватором для сбора в него с помощью скребков разлитой нефти с последующей откачкой ее в наливную цистерну и вывозит ее на промысел или на УПН. После сбора всей разлитой нефти, с помощью экскаватора собирают в кучу пропитанную нефтью землю, затем ее грузят на самосвал и отвозят в шламонакопитель. Место порыва нефтепровода вскрывают экскаватором, предварительно готовят трубопровод под электросварку. На место порыва ставят металлическую заплату, после чего трубу изолируют гидроизоляцией. Производят обратную засыпку траншей бульдозером.

После окончания аварийных работ открывают задвижки на нефтепроводе и восстанавливают откачку нефти в соответствии с режимом работы нефтеподачи. Во избежание аварийных ситуаций необходимо:

- соблюдать технологический регламент производственного процесса, процесса очистки сточных вод;
- вести контроль за поступлением воды на предприятие;
- следить за загрязнением подземных вод по анализам в наблюдательных скважинах;
- проводить плановый профилактический ремонт оборудования и трубопроводов;
- выполнять предписания инспектирующих организаций.

С целью снижения до минимума вероятности возникновения аварийных ситуаций и осложнений должна быть обязательно предусмотрена единая служба непрерывного оперативного контроля в которой бы скапливалась статистическая информация по всем аварийным ситуациям и обновлялся план действий ликвидации последствий аварий.

В рамках организационной структуры необходимо создать подразделение, которое владело бы всей информацией о положении с потреблением и отведением сточных вод. Разобщенность отделов, занимающихся водоснабжением и водоотведением различных объектов не позволяет иметь достаточно информации для оперативного и перспективного управления водохозяйственной деятельностью, контролировать потоки сточных вод и объекты их отведения, оперативно реагировать на потенциальные угрозы окружающей среде от сетей, накопителей.

На водопотребляющих объектах необходимо установить приборы учета воды. Это позволяет контролировать рациональность использования воды отдельными объектами и технологиями, планировать водопотребление и мероприятия экономии водных ресурсов и в целом лишает предприятие важнейшего средства управления - контроля и учета.

Для предотвращения или предупреждения аварийных ситуаций при производстве работ предлагаем следующий перечень рекомендуемых мероприятий:

- обязательное соблюдение всех нормативных правил работ по эксплуатации и бурению скважин;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге. Контроль за тем, чтобы спасательное и защитное оборудование всегда имелось в наличии, а персонал умел им пользоваться;
- установка в стволах скважин клапанов-отсекателей для предупреждения открытого фонтанирования в аварийных ситуациях;
- все операции по заправке, хранению и транспортировке горючего и смазочных материалов должны проходить под контролем ответственных лиц и строго придерживаться правил безопасности;
- своевременное устранение утечек топлива;
- использование контейнеров для сбора отработанных масел.

7. ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

В систему экологического мониторинга входят наблюдения за состоянием элементов биосферы и наблюдения за источниками и факторами антропогенного воздействия.

Главная задача в проведении мониторинга заключается в проведении наблюдений таким образом, чтобы охватить весь блок экологического мониторинга, включающий наблюдения за меняющейся составляющей биосферы и ответной реакцией экосистем на эти изменения.

Мониторинг территории участка работ - это наблюдения за изменением состояния окружающей среды в процессе эксплуатации на месторождении Лактыбай. Блок-схема проведения мониторинга представлена на рис. 7.1.

Источниками воздействия являются:

- технологическое оборудование;
- технологические процессы проведения работ;
- отходы производства;
- площадки размещения отходов.

Мониторинг на территории месторождения включает в себя:

- мониторинг состояния промышленных площадок бурения и эксплуатации скважин;
- мониторинг состояния технологического оборудования;
- мониторинг состояния и размещения отходов;
- мониторинг состояния биосферы;
- мониторинг состояния здоровья персонала.

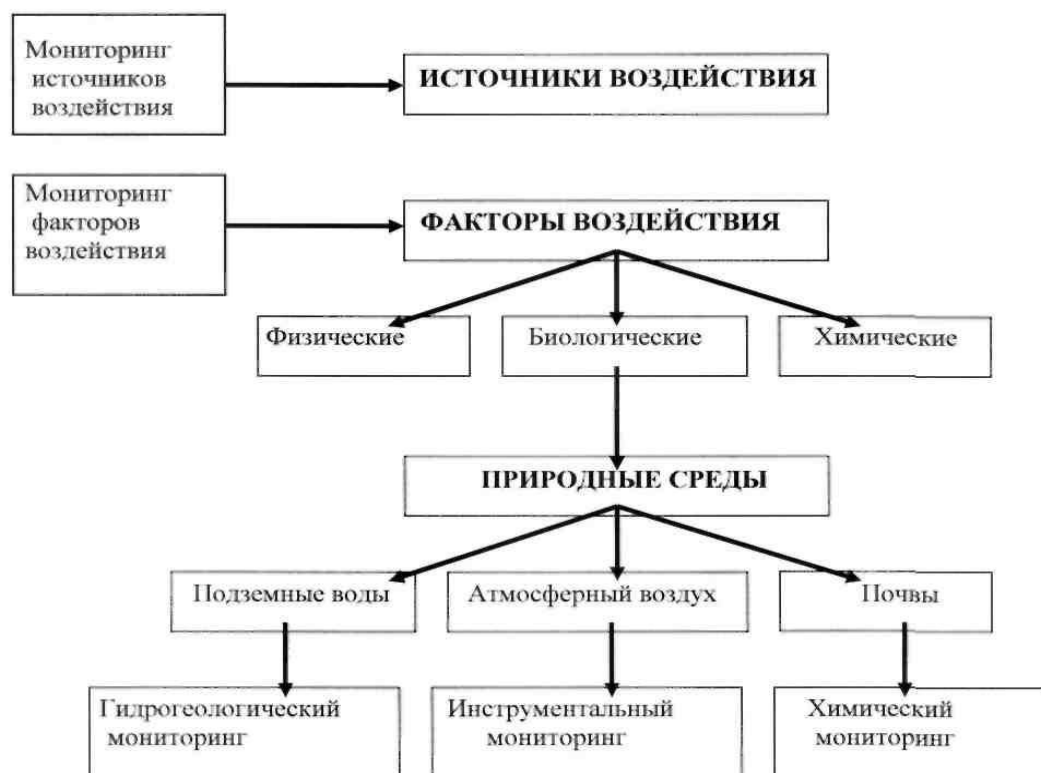


Рисунок 7.1

Рисунок 7.1 - Блок-схема проведения мониторинга лабораторией

7.1 Мониторинг состояния промышленных площадок при бурении скважин

Состояние промышленных площадок при бурении скважин несет в себе информацию о состоянии загрязненности территории.

Мониторинг состояния промышленных площадок заключается в периодическом контроле территории.

Контроль должен проводиться природопользователем, либо аккредитованными или аттестованными лабораториями, имеющими разрешение на проведение таких исследований. Кратность и номенклатура исследований согласовывается с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

7.2. Мониторинг состояния технологического оборудования

Контрактная территория представляет собой комплекс производств, насыщенных тяжелым и сложным оборудованием, машинами и механизмами, сосудами (аппаратами) и трубопроводами с горючими и взрывоопасными жидкостями и газами, в том числе с токсичными и химически агрессивными, с высоким давлением и температурой.

Неисправность оборудования приводит к возникновению аварийных ситуаций на объекте, в связи с этим необходим периодический контроль за его состоянием.

Мониторинг состояния технологического оборудования должен включать:

- визуальный постоянный осмотр оборудования (перед сменой);
- тестирование приборов.

7.3. Мониторинг состояния и размещения отходов

Скопление и неправильное хранение отходов на территории участка может оказать влияние на все компоненты экосистемы:

- атмосферный воздух;
- подземные воды;
- почвенный растительный покров;
- животный мир.

Мониторинг состояния и размещения отходов должен включать:

- периодический контроль состояния площадок, где будут расположены емкости для хранения отходов;
- контроль за выполнением проектных решений по процедурам обработки и утилизации (хранения) отходов.

7.4. Мониторинг состояния биосферы

При строительстве скважин, приоритетным направлением является наблюдение за поведением технологического процесса в окружающей среде и его влияние на природную среду.

Согласно проектным данным и полевым исследованиям процесс ведения работ по бурению скважин приведет к изменениям следующих экосистем:

- атмосферный воздух;
- подземные воды;
- растительно-почвенный покров;
- радиэкологическая обстановка.

Контроль за соблюдением установленных нормативов НДВ должен проводиться на границе санитарно-защитной зоны и в жилой зоне.

Экологический мониторинг почв должен предусматривать наблюдение за уровнем загрязнения почв в соответствии с существующими требованиями по почвам. Мониторинг за состоянием природных экосистем необходимо проводить ежеквартально.

7.5. Оборудование и методы проведения мониторинга

Выбор методов и средств измерений параметров при проведении экологического

мониторинга на блоке определяются следующими задачами.

Оборудования для проведения мониторинга природных сред. Мониторинг природных сред включает проведение наблюдений за состоянием окружающей среды у скважин и промышленных площадок.

Список измеряемых параметров и необходимых проб при проведении мониторинга приведен в табл. 7.1.

Таблица 7.1– Список измеряемых параметров

Параметры исследования	Используемое оборудование
Кем производится. Наим. Организации	
Дата	
Время	
Координаты (широта/долгота)	Прибор для определения координат (GPS)
Глубина залегания пласта (м)	
Метеопараметры	
Температура ($^{\circ}\text{C}$)	Термометр
Скорость (м/с) и направление ветра (град.)	Метеостанция
Видимость (км)	Метеостанция
Осадки	Метеостанция
Воздух	
Диоксид серы (SO_2)-пробы (мг/м^3)	Газоанализатор
Оксиды азота (NO, NO_2)-пробы (мг/м^3)	Газоанализатор
Оксид углерода (CO)-пробы (мг/м^3)	Газоанализатор
Подземные воды	
Отбор проб воды	СТ РК ГОСТ Р 51592-2003 Вода. Общие требования к отбору проб.
Физические параметры	
Температура ($^{\circ}\text{C}$)	Термометр
Глубина залегания пласта м	Гидрологические изыскания
Вода	
Соленость ($^{\circ}/\text{оо}$)	Измеритель параметров воды
pH	В полевых условиях лакмус, в лаборатории Ph-метр
Растворенный кислород (мг/л)	Измеритель параметров воды
Мутность	Измеритель параметров воды
Содержание фенола (мг/л)	Консервация, лабораторный анализ
БПК, ХПК ($\text{мгO}_2/\text{л}$)	Консервация, лабораторный анализ
Содержание тяжелых металлов Cu, Cd, Pb, Zn), (мг/л)	Консервация, лабораторный анализ
Содержание нефтепродуктов	Консервация, лабораторный анализ
Почвенный покров и почвы	
Отбор почвенных проб	ГОСТ 17.4.4.02-84 Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа.

7.6. Контроль в области охраны окружающей среды

Контроль в области охраны окружающей среды должен осуществляться согласно действующим нормативным и директивным документам Республики Казахстан.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность возлагается на администрацию предприятия - производителя работ.

При проведении государственного контроля проверяется выполнение планов и мероприятий по охране и оздоровлению окружающей среды, воспроизводству и использованию природных ресурсов, соблюдению требований законодательства Казахстана «Об охране окружающей среды», нормативов ее качества и экологических требований.

Государственный контроль осуществляется уполномоченными государственными органами в пределах их компетенции и местными исполнительными органами. Период контроля на блоке составляет один раз в год.

8. НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Основанием для составления отчета о возможных воздействиях является Договор, заключенный между ТОО «Казахтуркмунай» и Атырауским Филиалом «КМГ Инжиниринг» - Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№03042Р от 07 апреля 2026 г).

Отчет о возможных воздействиях разработана в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан и иными нормативными правовыми актами Республики Казахстан.

Целью проведения данной работы является определение экологических и иных последствий вариантов принимаемых управленческих и хозяйственных решений, разработки рекомендаций по оздоровлению окружающей среды, предотвращению уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов.

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. 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.

Расстояние до близлежащего водного объекта р. Жем – 7,4 км.

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 1750х875 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 месторождения 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 заседания 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 заседания 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.

Целью данного проекта является принятие обоснованных технических и технологических решений, обеспечивающих достижение утвержденных коэффициентов извлечения нефти, рациональное комплексное использование и охрану недр, а также выполнение требований законодательства Республики Казахстан о недрах и недропользовании. В проекте использованы все имеющиеся геолого-геофизические материалы, а также все геолого-промысловые данные по текущему состоянию разработки и гидродинамическим исследованиям скважин.

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 (рекомендуемый)

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

Согласно 2 альтернативному варианту, предусматривает продолжение первого варианта с дополнительным бурением пяти вертикальных добывающих скважин в 2025-2032гг. Для реализации системы ППД предусмотрен перевод одной скважины под нагнетание

По расчетным данным проекта на месторождении Лактыбай стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:

по 1 рекомендуемому варианту разработки:

- при строительстве вертикальных скв.№№ 45, 47 проектной глубиной 4771м-512,633728т/год;

- при строительстве вертикальных скважин №№ 48 проектной глубиной 4200 м - **205,117**т/год;
- при строительстве вертикальных скважин №№ 27D, 50 проектной глубиной 4500 м - **446,908484**т/год;
- при строительстве вертикальных скважин №№ 49, 14D проектной глубиной 4200 м - **446,908484**т/год;
- при строительстве резервных скважин №№ 61, 62 проектной глубиной 4771 м - **512,633728**т/год;
- при строительстве оценочных скважин №№ ОС-1, 51, 52, 53, 54, 55 проектной глубиной 4771 м - **1537,901184**т/год;

При эксплуатации

- при эксплуатации месторождения в 2026г - **666,637821** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **703,949243** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **771,552163** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **825,302989** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **843,554399** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **821,792642** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **816,508950** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **732,796007** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **693,906370**т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2035г - **649,342650** т/год.

По расчетным данным проекта на месторождении Лактыбай стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:

по 2 варианту разработки:

- при строительстве вертикальных скв. №№ 45, 47, 56 проектной глубиной 4771м-**768,950592**т/год;
- при строительстве вертикальных скважин №№ 48 проектной глубиной 4200 м - **205,117**т/год;
- при строительстве вертикальных скважин №№ 27D, 50, 57, 58 проектной глубиной 4500 м - **893,816968**т/год;
- при строительстве вертикальных скважин №№ 49, 14D, 59, 60 проектной глубиной 4200 м - **893,816968**т/год;
- при строительстве резервных скважин №№ 61, 62 проектной глубиной 4771 м - **512,633728**т/год;
- при строительстве оценочных скважин №№ ОС-1, 51, 52, 53, 54, 55 проектной глубиной 4771 м - **1537,901184**т/год;

При эксплуатации

- на 2026г - **656,041999** т/год;
- на 2027г - **693,454913** т/год;
- на 2028г - **759,496432** т/год;
- на 2029г - **818,948089** т/год;
- на 2030г - **819,613581** т/год;
- на 2031г - **819,463677** т/год;
- на 2032г - **820,897950** т/год;
- на 2033г - **773,114506** т/год;
- на 2034г - **716,696103** т/год;
- на 2035г - **696,927523** т/год.

Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха:

- оборудование резервуаров в резервуарных парках современной дыхательной арматурой, обвязанной газоуравнительной системой, плавающими крышами или

понтонами. При технической невозможности осуществления указанных мер устанавливаются диски-отражатели. Наружная поверхность резервуаров окрашивается краской с высокой лучеотражающей способностью;

- предупреждение возможности нефтегазопроявлений при бурении и ремонте скважин;
- применение закрытой системы продувок аппаратов и трубопроводов;
- применение закрытой системы подготовки промышленных сточных вод, содержащих сероводород;
- обеспечение герметизации бездействующих скважин и контроль их технического состояния;
- обеспечение герметизации сальников запорной арматуры, скважин, трубопроводов, аппаратов и насосных агрегатов;
- обеспечение герметизации дренажных систем и канализационных колодцев, нефтеловушек закрытого типа;
- обеспечение, при возможности, утилизации попутно добываемого газа в целях сокращения его сжигания на факелах. Сжигание газа должно производиться при соблюдении процесса беспламенного горения.

В целом воздействия рассматриваемых работ на состояние атмосферного воздуха, может быть оценено, как **ограниченное, продолжительное и умеренное** по воздействию.

Источниками загрязнения подземных вод при разработке нефтяных месторождений могут быть: пластовые воды, извлекаемые из скважин вместе с нефтью; отработанные технические и бытовые воды, химические реагенты. Крупные очаги загрязнения могут возникнуть при аварийных ситуациях, ведущих к большим разливам нефти и пластовых вод на поверхность, при плохой изоляции нефтесодержащих пластов, при устройстве неэкранированных емкостей для отстоя и хранения нефти и пластовых вод и т.д.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод при строительстве скважин на месторождении ЛАКТЫБАЙ предусматриваются следующие мероприятия:

К мероприятиям по предупреждению истощения подземных вод относят:

- строгое соблюдение установленных лимитов на воду;
- отказ от размещения водоемких производств в районах с недостаточной обеспеченностью водой;
- проведение гидрогеологического контроля за предотвращением истощения эксплуатационных запасов подземных вод;
- повторное использования сточных вод с применением оборотных систем.

К мероприятиям по предотвращению загрязнения подземных вод относят:

- осуществление мер по предотвращению и ликвидации утечек сточных вод и загрязняющих веществ с поверхности земли в горизонты подземных вод;
- организация регулярных режимных наблюдений за уровнями и качеством подземных вод;
- устройство защитной гидроизоляции сооружений, являющихся потенциальными источниками загрязнения подземных вод;
- организацию зон санитарной охраны на территории, являющейся источником питания подземных вод;
- организацию регулярных режимных наблюдений за условиями залегания, уровнем и качеством подземных вод на участках существующего и потенциального загрязнения, связанного со строительством проектируемого объекта;
- необходимым условием применения химических реагентов при разработке месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;

- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;

- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;

- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;

- обязательно ежеквартально должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

Мероприятия по охране поверхностных вод от истощения и загрязнения:

- рациональное использование водных ресурсов;
- предотвращение и устранение загрязнения поверхностных вод;
- соблюдение установленного режима использования водоохраных зон;
- предотвращение попадания продуктов производства и сопутствующих ему загрязняющих веществ на территорию производственной площадки промышленного объекта и непосредственно в водные объекты;

- разработка плана мероприятий на случай возможного экстремального загрязнения водного объекта.

- качество и содержание в поверхностных водах различных компонентов должно соответствовать требованиям, указанным в «Правилах охраны поверхностных вод РК»: на поверхности воды не должно быть плавающих примесей, пятен масел, нефтепродуктов; запахи и привкусы не должны присутствовать в воде, кислотность воды должна находиться в пределах 6,5-8,5; в воде не должны содержаться ядовитые вещества в концентрациях, оказывающих вредное действие на людей и животных; количество растворенного в воде кислорода должно быть не менее 4 мг/л; БПК_{полн} при 20⁰С не должна превышать 3 мг/л; минеральный осадок не должен быть более 1000 мг/л, в том числе хлоридов 350 и сульфатов 500 мг/л и т.д.;

- обязательное проведение мониторинговых исследований речной (поверхностной) воды (минимум 1 раз в год).

Учитывая проектные решения с соблюдением требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, негативное воздействие на подземные воды от намечаемой хозяйственной деятельности в рамках проекта не прогнозируется. Воздействие на подземные воды при строительстве скважин оценивается: в пространственном масштабе как **ограниченное**, во временном как **продолжительное** и по величине как **умеренное**.

Основными факторами воздействия на геологическую среду в процессе бурения являются следующие виды работ:

- строительство скважин;
- движение транспорта.

Природоохранные мероприятия:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;

- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- 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;

Выводы: Воздействие на геологическую среду оценивается: в пространственном масштабе как *ограниченное*, во временном как *кратковременное* и по интенсивности, как *умеренное*.

Воздействие физических факторов в большей степени характеризуется механическим воздействием на почвенный покров:

- при движении автотранспорта;
- при бурении и обустройстве скважин, монтаж и демонтаж технологического оборудования.

Основными задачами охраны окружающей среды, заложенных в проекте являются максимально возможное сохранение почвенного покрова, возможность соблюдения установленных нормативов земельного отвода, проведение рекультивации почвенно-растительного покрова.

Для эффективной охраны почв от загрязнения и нарушения необходимо разработать план-график конкретных мероприятий, который наряду с имеющимися проектными решениями, направленными на охрану почв, должен включать следующие мероприятия:

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;
- использование автотранспорта с низким давлением шин;
- принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разлива нефти, нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;
- принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтью, нефтепродуктами и другими загрязнителями;
- неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения;
- разработать и осуществить мероприятия по ликвидации очагов нефтезагрязнения и по рекультивации замасленных участков, в случае возникновения.

Вывод: Воздействие на состояние почвенного покрова можно принять как *умеренное, ограниченное и кратковременное*.

На состояние растительности территории, оказывают воздействие как природные так и антропогенные факторы, кумулятивный эффект которых выражается в развитии и направлении процессов динамики как растительности, так и экосистем в целом.

Проведение работ по разработке отразится на почвенно-растительном покрове в виде следующих изменений:

1. Полное (реже частичное) уничтожение растительности будет при:
 - трассировке временных грунтовых дорог в условиях отсутствия специально оборудованных;
 - транспортировке бурового оборудования и технологического оборудования;
 - транспортировке реагентов буровых растворов, ГСМ, шламов и других материалов;

- обустройстве площадки (строительство терминала, бетонирование устьев скважин, строительство вахтового поселка, внутрипромысловых трубопроводных систем).

2. Частичное повреждение растений (реже уничтожение) будет при:

- загрязнении почвенно-растительного покрова выхлопными газами, ГСМ, отработанными буровыми растворами, буровыми шламами, нефтью;
- запылении придорожной растительности;
- бурении скважин.

Природоохранные мероприятия

Для предотвращения нежелательных последствий при проведении планируемых работ и сокращения площадей уничтоженной и трансформированной растительностью необходимо выполнение комплекса мероприятий по охране растительности:

- свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;
- не допускать расширения дорожного полотна;
- осуществить профилактические мероприятия, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при производстве работ;
- во избежание возгорания кустарников и травы необходимо соблюдать правила по технике безопасности;
- запретить ломку кустарниковой флоры для хозяйственных нужд;
- провести мониторинг орнитофауны;
- озеленение территории (посадка саженцев, полив зеленых насаждений).

Вывод: Воздействие на состояние растительности можно принять как ***умеренное, ограниченное и кратковременное.***

Разработка месторождения на контрактной территории оказывает прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения), а также увеличивает первичную и вторичную занятость местного населения.

Воздействие на здоровье работающего персонала мало, так как предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере ниже нормативных требований к рабочей зоне. Из анализа технологических проектных решений установлено, что уровень производства высокий и созданы условия для значительного облегчения труда и оздоровления производственной среды на рабочих местах. Воздействие на другие близлежащие жилые массивы отсутствует. В целом воздействие при разработке месторождения Лактыбай на состояние здоровья населения может быть оценено, как минимальное, и продолжительное.

Для предотвращения или предупреждения аварийных ситуаций при производстве работ предлагаем следующий перечень рекомендуемых мероприятий:

- обязательное соблюдение всех нормативных правил работ по бурению скважин;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге, контроль за тем, чтобы спасательное и защитное оборудование всегда имелось в наличии, а персонал умел им пользоваться.
- установка в стволах скважин клапанов-отсекателей для предупреждения открытого фонтанирования в аварийных ситуациях;
- все операции по заправке, хранению и транспортировке горючего и смазочных материалов должны проходить под контролем ответственных лиц и строго придерживаться правил безопасности;
- использование контейнеров для сбора отработанных масел.

В целом, сорменное состояние окружающей среды оценивается локальным, продолжительным, где значимость показывает низкий уровень.

ТОО «Казахтуркмунай» соблюдает все законодательные требования по защите охраны окружающей среды: ежеквартально проводится мониторинговые исследования согласно Программе производственного контроля по атмосферному воздуху, подземным

и грунтовыми водами, почвенного покрова и контролируется радиационный фон обстановка месторождения.

Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается.

Использование природных ресурсов, обусловленных их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью исключается. Риски отсутствуют.

На площадке строительства и эксплуатации организованы места временного хранения (накопления) отходов, откуда они по мере накопления вывозятся по договору на предприятия, осуществляющие переработку, использование, обезвреживание или захоронение отходов. При организации мест временного хранения (накопления) отходов приняты меры по обеспечению экологической безопасности. Обеспечение мест временного хранения (накопления) проведено с учетом класса опасности (маркировано по типу отхода), физико-химических свойств, реакционной способности образующихся отходов, а также с учетом требований соответствующих требований.

Мероприятия по минимизации воздействия в окружающую среду

Добыча углеводородного сырья обуславливает постоянное пополнение воздушной среды новыми объемами загрязняющих веществ. Основными мероприятиями по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- разработка технологического регламента на период НМУ;
 - обучение персонала реагированию на аварийные ситуации;
 - соблюдение норм и правил противопожарной безопасности;
- хранить производственные отходы в строго определенных местах;
- ежегодно провести производственный мониторинг по атмосферному воздуху.

Для сведения к минимуму отрицательного действия, сопровождающее промышленное производство энергетического и химического сырья, необходимы способы борьбы за уменьшение его потерь. В технологии добычи ими будут:

- герметизация напорной системы сбора нефти.
- подавление наружной (изоляционное покрытие) и внутренней коррозии (подача ингибитора коррозии).

Указанные выше меры по снижению вредного воздействия нефтедобывающего объекта оказываются достаточными, по расчетным показателям загрязнения воздушного бассейна при нормальном режиме работ, так как обеспечивают санитарные требования к качеству воздуха.

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

- соблюдение всех правил проведения работ;
- проведение работ в пределах отведенной во временное пользование территории;
- контроль уровня шума на участках работ;
- своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время
- работы механизмов и дизелей и не допущение загрязнения почв;
- использование специальных емкостей для сбора отработанных масел;
- после окончания работ участки будут очищены от бытовых и производственных отходов, остатков ГСМ;
- утилизация отходов (отработанных масел и топлива);
- приготовление и обработка бурового раствора в циркуляционной системе;
- хранение материалов и химических реагентов в закрытых помещениях;
- оборотное водоснабжение (повторное использование БСВ);
- рекультивация земель, выданных во временное пользование.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- Промышленная экология. Т.А. Хван. г. Ростов-на-Дону 2003г.
- Охрана природы Атырауской области. О.М. Грищенко, Н.А.Дидичин. г. Атырау 1997г.
- Прогноз и контроль геодинамической и экологической обстановок в регионе Каспийского моря в связи с развитием нефтегазового комплекса, г. Москва 2000г.
- Экология и нефтегазовый комплекс. М.Д. Диаров, г. Алматы 2003г.
- Экология Казахстана М.С. Панин, г. Семипалатинск 2005г.
- Экологический кодекс Республики Казахстан от 02.01.2021г.
- Закон о «Гражданской защите», от 11.04.2014 г.
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280 «Инструкции по организации и проведению экологической оценки»;
- Классификатор отходов. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года №314;
- Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» от 7 июля 2020 года №360-VI ЗРК.
- Закон РК №219-1 от 23.04.1998г «О радиационной безопасности населения»;
- Приказ Министра здравоохранения РК №ҚР ДСМ-71 от 2 августа 2022 года Гигиенические нормативы к обеспечению радиационной безопасности
- №ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020г. Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности.

Методические указаний и методики:

- Приказ Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-п.
- Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №13 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №16 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана, 2004г.
- РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», Астана, 2004г.

Приложение 1

"Қазақстан Республикасы Су ресурстары және ирригация министрлігі Су ресурстарын реттеу, қорғау және пайдалану комитетінің Су ресурстарын реттеу, қорғау және пайдалану жөніндегі Жайық-Каспий бассейндік инспекциясы" республикалық мемлекеттік мекемесі



Республиканское государственное учреждение "Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию, охране и использованию водных ресурсов Комитета по регулированию, охране и использованию водных ресурсов Министерства водных ресурсов и ирригации Республики Казахстан"

Қазақстан Республикасы 010000, Атырау қ., Абай көшесі 10А

Республика Казахстан 010000, г.Атырау, улица Абая 10А

29.10.2025 №ЗТ-2025-03730687

Атырауский филиал товарищества с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

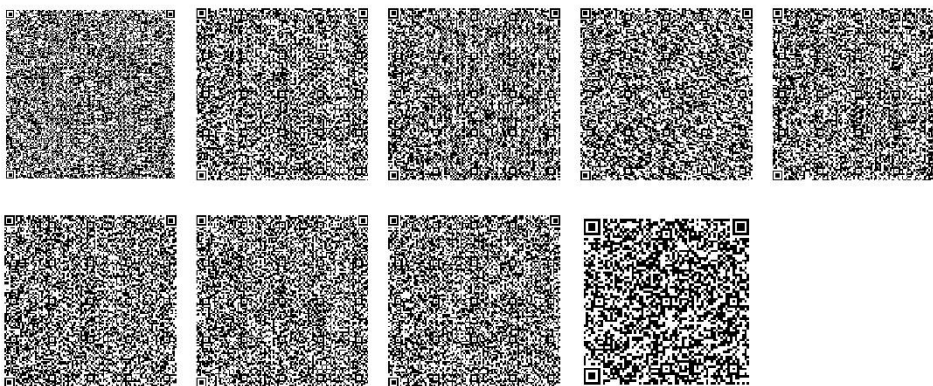
На №ЗТ-2025-03730687 от 23 октября 2025 года

РГУ «Жайык-Каспийская бассейновая водная инспекция по охране и регулированию использования водных ресурсов» (далее – Инспекция) рассмотрев Ваш запрос о предоставлении информации о наличии либо отсутствии водных объектов на рассматриваемой территории и установленных на них водоохранных зон и полос, а также режим их хозяйственного использования сообщает следующее. В соответствии с постановлением акимата Актюбинской области от 15 октября 2010 года №309 «Об установлении водоохранных зон и полос рек Эмба, Сагиз, Темир и их притоков» ширина водоохранной полосы составляет 50 метров, а ширина водоохранной зоны 500 метров от уреза среднепогодного уровня воды. В связи с этим Инспекция сообщает, что согласно вышеуказанным правилам и представленным координатам 1) 47.5321, 56.4934, 2) 47.5445, 56.5306 3) 47.5758, 56.5450 4) 47.5753, 56.5748 5) 47.5635, 56.5833 6) 47.5129, 56.5636 7) 47.5213, 56.4924 река Эмба находится на расстоянии более 22 км. Территория расположена за пределами водоохранных зон и полос реки Эмба.

Қабылданған шешіммен келіспеген жағдайда, Сіз оған Қазақстан Республикасы Әкімшілік рәсімдік-процестік кодекстің 91-бабына сәйкес шағымдануға құқылысыз.
В случае несогласия с принятым решением, Вы вправе обжаловать его в соответствии со статьей 91 Административного процедурно-процессуального кодекса Республики Казахстан.

Заместитель Руководителя

КОШКИНБАЕВ НУРЛАН ПОЛАТБЕКОВИЧ



Исполнитель

УСПАНОВ МАРАТ ТЕМИРБУЛАТОВИЧ

тел.: 7474115121

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы N 370-II Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен бірдей.

Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N370-II «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.

Қабылданған шешіммен келіспеген жағдайда, Сіз оған Қазақстан Республикасы Өкімшілік рәсімдік-процестік кодекстің 91-бабына сәйкес шағымдануға құқылысыз.

В случае несогласия с принятым решением, Вы вправе обжаловать его в соответствии со статьей 91 Административного процедурно-процессуального кодекса Республики Казахстан.

Приложение 2

**"Қазақстан Республикасы
Экология және табиғи ресурстар
министрлігі Орман шаруашылығы
және жануарлар дүниесі
комитетінің Ақтөбе облыстық
орман шаруашылығы және
жануарлар дүниесі аумақтық
инспекциясы" республикалық
мемлекеттік мекемесі**



**Республиканское государственное
учреждение "Актюбинская
областная территориальная
инспекция лесного хозяйства и
животного мира Комитета лесного
хозяйства и животного мира
Министерства Экологии и
природных ресурсов Республики
Казахстан"**

Қазақстан Республикасы 010000, Алматы
ауданы, Набережный көшесі 11

Республика Казахстан 010000, район
Алматы, улица Набережная 11

05.11.2025 №ЗТ-2025-03756059

Атырауский филиал товарищества с
ограниченной ответственностью "КМГ
Инжиниринг"

На №ЗТ-2025-03756059 от 24 октября 2025 года

«КМГ Инжиниринг» ЖШС Атырау филиалы басшысы А. С. Мардановқа Сіздің 2025 жылғы 24 қазандағы № ЗТ-2025-03756059 өтінішіңізге: Ақтөбе облыстық орман шаруашылығы және жануарлар дүниесі аумақтық инспекциясы, Сіздің «КМГ Инжиниринг» ЖШС Атырау филиалы «Қазақтүрікмұнай» ЖШС -мен жасалған шарт негізінде «Лақтыбай кен орнын игеру жобасына қосымша» жобасы бойынша "Ықтимал әсерлер туралы есеп" жобасын әзірлеу туралы хатыңызды қарап келесі мәліметтерді жолдайды: берілген координаттар мемлекеттік орман қоры және ерекше қорғалатын табиғи аумақтар жерінен тыс орналасқанын хабарлайды. Аталған учаскі Ақтөбе облысы Байғанин ауданы аумағында орналасқан. «Қазақ Орман орналастыру кәсіпорны» РМҚК-ың мәліметіне сәйкес, жоба координаттары мемлекеттік орман қоры мен ерекше қорғалатын табиғи аумақтар жерінен тыс жерде орналасқанын хабарлаймыз. Аумақта аңшылық түрлері болып табылатын аң-құстар мекендейді, оның ішінде: жабайы шошқа, түлкі, қарсақ, қоян, сасық күзен, борсық, қасқыр, кеміргіштер және құстар: үйрек, қаз, қасқалдақ, шіл. Жазғы мезгілде Үстірт популяциясы киіктерінің мекен ететін жері. Сонымен қатар, көктемгі және күзгі мезгілде Қазақстан Республикасының Қызыл Кітабына енгізілген құстардың мекен ететін аймағы болып табылады, олардың ішінде: үкі, безгелдек, дала қыраны, қарабауыр бұлдырық, қылқұрық бұлдырық, бүркіт, ителгі, ақбас тырна. Қазақстан Республикасының Қызыл кітабына енген өсімдіктер мен жануарлар туралы Инспекцияда мәлімет жоқ. Жобаны іске асыру кезінде Инспекция Қазақстан Республикасының 2004 жылғы 09 шілдесіндегі № 593 «Жануарлар дүниесін қорғау, өсімін молайту және пайдалану туралы» Заңының 17-бабының талаптарын сақтауды ескертеді. Құрылыс орны жұмыстары елді мекен аумағы жерлерінде орналасқан жағдайда, жұмыс кезінде ағаш кесу жоспарланса, мемлекеттік орман қорының аумағынан тыс жерлерде жұмыс жүргізілгенде, ағаштар мен бұталарды бұзу (кесу, шабу) мәселелері, жергілікті атқарушы органдармен келісілуі тиіс екенін хабарлаймыз. Бұл рәсім қалалар мен елді мекендердің

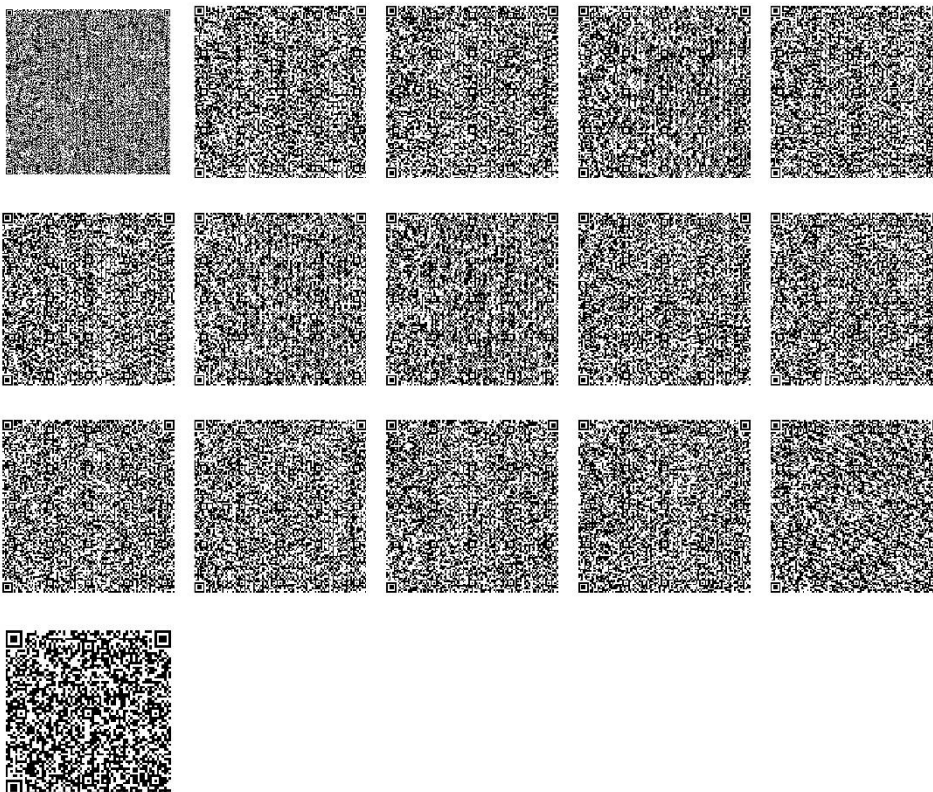
Қабылданған шешіммен келіспеген жағдайда, Сіз оған Қазақстан Республикасы Әкімшілік рәсімдік-процестік кодекстің 91-бабына сәйкес шағымдануға құқылысыз.

В случае несогласия с принятым решением, Вы вправе обжаловать его в соответствии со статьей 91 Административного процедурно-процессуального кодекса Республики Казахстан.

аумақтарында жасыл желектерді күтіп ұстау және қорғау ережелерімен реттеледі (Ақтөбе облыстық маслихатының 2023 жылғы 29 қыркүйектегі №57 шешімі). Жауап «Қазақстан Республикасындағы тіл туралы» 1991 жылғы 11 шілдедегі Қазақстан Республикасы Заңының 11-бабына сәйкес өтініш тілінде дайындалды. Осы жауаппен келіспеген жағдайда, Сіз 2020 жылғы 29 маусымдағы ҚР Өкімшілік рәсімдік-процестік кодексінің 13-тарауында көзделген тәртіппен шағымдануға құқылысыз. Қосымша 3 парақта. Инспекция басшысы Ө. Әуелбаев Ж. Жаметов +7 (7132) 22-15-83

басшы

АУЕЛБАЕВ АДІЛКЕРЕЙ САГИДУЛЛАЕВИЧ



Орындаушы

ЖАМЕТОВ ЖАСУЛАН ТАЛГАТОВИЧ

тел.: 7078938521

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы N 370-II Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен бірдей.

Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N370-II «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.

Қабылданған шешіммен келіспеген жағдайда, Сіз оған Қазақстан Республикасы Өкімшілік рәсімдік-процестік кодекстің 91-бабына сәйкес шағымдануға құқылысыз.

В случае несогласия с принятым решением, Вы вправе обжаловать его в соответствии со статьей 91 Административного процедурно-процессуального кодекса Республики Казахстан.



26009146



ЛИЦЕНЗИЯ

07.04.2026 года

03042Р

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

010000, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, Г. АСТАНА, Проспект Кабанбай Батыр, здание № 17, Нежилое помещение 16
БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешений)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение "Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан". Министерство экологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

Бекмухаметов Азбек Муратович

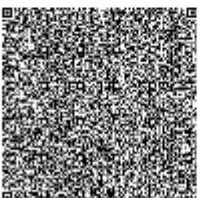
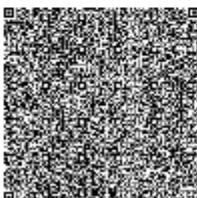
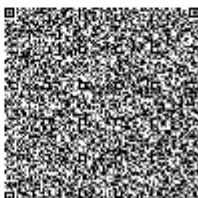
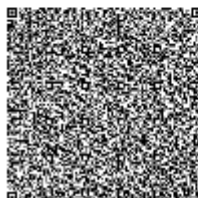
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи **16.01.2015**

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

Г. АСТАНА



26009146



Страница 1 из 2

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 03042Р

Дата выдачи лицензии 07.04.2026 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Природоохранное проектирование, нормирование для объектов I категории

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат	Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг" 010000, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, Г. АСТАНА, Проспект Кабанбай Батыр, здание № 17, Нежилое помещение 16, БИН: 140340010451 (полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)
Производственная база	город Астана, район Нұра, проспект Кабанбай Батыр, здание 17, н.п. 16, Z05H0B4; г. Атырау, мкр. Нұрсая, пр. Елорда, строение 10; Мангистауская обл., г. Актау, мкр. 35, зд. 6 (местонахождение)
Особые условия действия лицензии	(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)
Лицензиар	Республиканское государственное учреждение "Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан". Министерство экологии и природных ресурсов Республики Казахстан. (полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)
Руководитель (уполномоченное лицо)	Бекмухаметов Алябек Муратович (фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

