

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХТУРКМУНАЙ»**

**АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

Государственная лицензия №03042Р

УТВЕРЖДАЮ:

**Генеральный директор
ТОО «Казахтуркмунай»**

_____ **Арымбек К.Б.**

«_____» _____ **2026г**

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

**Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»**

Марданов А.С.

**Первый заместитель директора
Атырауского филиала по геологии и
разработке**

Башев А.А.

г. Атырау, 2026г

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

[illegible]

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

№	Должность	ФИО	Подпись	Раздел
1	Начальник управления	Исмаганбетова Г.Х.		Общее руководство
2	Старший инженер	Кобжасарова М.Ж.		Раздел 1, 2
3	Старший инженер	Амрина А.К.		Раздел 3
4	Старший инженер	Асланқызы Г.		Раздел 7
5	Инженер	Молдабаев С.Е.		Раздел 5
6	Инженер	Молдагалиева М.А.		Раздел 4
7	Отв. исполнитель проекта ведущий инженер	Султанова А.Р.		Раздел 6,8

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	15
1.4. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН	25
1.5 ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН	27
2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	41
2.1 ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	41
2.2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	41
2.3 ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ	43
2.4 ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ	41
2.5 РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ	41
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	60
4.3. ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕРА САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ	61
4.4. ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ФИЗИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	61
4.5 ВОДОСНАБЖЕНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ	62
4.6 ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ	67
4.7 ВОЗДЕЙСТВИЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	92
4.8 РЕКУЛЬТИВАЦИЯ ЗЕМЕЛЬ	94
5. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	95
5.1 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КАЧЕСТВО АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	96
5.2. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОДЗЕМНЫЕ И ПОВЕРХНОСТНЫЕ ВОДЫ	98
5.3. ФАКТОРЫ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ	101
5.4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ	103
5.5. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ	104
5.6 ФАКТОРЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР	106
5.7 РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА.....	108
5.8 ФИЗИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ	109
5.9 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ	111
5.10 СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ НАСЕЛЕНИЯ.....	115
5.11 ОХРАНА ПАМЯТНИКОВ ИСТОРИИ И КУЛЬТУРЫ	116
5.12 ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПЕРАЦИЙ ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ	116
6. АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ	120
6.1 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций 120	
7. ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА	122
7.1 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЛОЩАДОК ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН	122
7.2. МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	123
7.3. МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ОТХОДОВ	123
7.4. МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ БИОСФЕРЫ	123
7.5. ОБОРУДОВАНИЕ И МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА.....	123
7.6. КОНТРОЛЬ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	124
8. НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....	125
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	136
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	136

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1- Сравнение исходных данных по вариантам разработки.....	16
Таблица 1.2- Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант I...	17
Таблица 1.3 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант I...	18
Таблица 1.4 - Характеристика основного фонда по месторождению. Вариант II (рекомендуемый)...	19
Таблица 1.5 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант II (рекомендуемый).....	21
Таблица 1.6 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант III...	22
Таблица 1.7 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант III...	23
Таблица 1.8 – Рекомендуемая конструкция проектных скважин №№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 и резервных скважин №№ 110R, 111R, 112R	26
Таблица 1.9- Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин с проектной глубиной 3000м.	26
Таблица 1.10— Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Каратобе Южное	27
Таблица 1.11— Технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Каратобе Южное.....	30
Таблица 1.12- Баланс добычи и распределения нефтяного газа (1-вариант)	34
Таблица 1.13 - Баланс добычи и распределения нефтяного газа (2-вариант рекомендуемый)	35
Таблица 1.14 - Баланс добычи и распределения нефтяного газа (3-вариант)	35
Таблица 2.1 - Общая климатическая характеристика.....	41
Таблица 2.2- Средняя температура воздуха за месяц и за год, 0С	41
Таблица 2.3- Результаты измерений атмосферного воздуха, проведенных на границе санитарно-защитной зоны.....	42
Таблица 3.1 Численность населения Республики Казахстан по областям, городам и районам на 1 апреля 2026г.....	44
Таблица 3.2 Индексы промышленного производства по основным видам экономической деятельности в Актюбинской области за 2026г.	45
Таблица 3.3 Занятое население на основной работе по видам экономической деятельности и статусу занятости по районам Актюбинской области за 2026г.....	46
Таблица 4.1 - Адресная программа геолого-технических мероприятий, 1 вариант	45
Таблица 4.2 - Адресная программа геолого-технических мероприятий, 2 вариант (рекомендуемый)	45
Таблица 4.3- Адресная программа геолого-технических мероприятий, 3 вариант	45
Таблица 4.4 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве вертикальной скважины №№113, 115, 117 проектной глубиной 3000 м	44
Таблица 4.5 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м.....	44
Таблица 4.6-Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2026-2035гг по 1 варианту разработки.....	46
Таблица 4.7 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве вертикальной скважины №№113, 115, 117, 118, 119, 120 проектной глубиной 3000м.....	48
Таблица 4.8 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м.....	49
Таблица 4.9- Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2026-2035гг по 2 рекомендуемому варианту разработки.....	54
Таблица 4.10 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве вертикальной скважины №№113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 проектной глубиной 3000 м	56
Таблица 4.11 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м.....	57
Таблица 4.12-Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2026-2035гг по III варианту разработки	58
Таблица 4.13 - Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере.....	60

Таблица 4.14- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных скважин проектной глубиной 3000 м	62
Таблица 4.15- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин проектной глубиной 3000 м	63
Таблица 4.16- Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2026-2035 гг	63
Таблица 4.17- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных скважин проектной глубиной 3000м	63
Таблица 4.18- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин проектной глубиной 3000 м	64
Таблица 4.19 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2026-2035 гг по 2 рекомендуемому варианту разработки	64
Таблица 4.20- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных скважин проектной глубиной 3000м	65
Таблица 4.21- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин проектной глубиной 3000 м	65
Таблица 4.22 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2026-2035 гг по 3 рекомендуемому варианту разработки	65
Таблица 4.23– Объем выбуренной породы, образуемой при строительстве скважины №№113, 115, 117	75
Таблица 4.24 - Образование коммунальных отходов при строительстве вертикальных скважин №№113, 115, 117 проектной глубиной 3000м	76
Таблица 4.25 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве вертикальных скважин №№113, 115, 117 проектной глубиной 3000м	77
Таблица 4.26- Лимиты накопления отходов при строительстве вертикальных скважин 113, 115, 117 проектной глубиной 3000м	77
Таблица 4.27– Объем выбуренной породы, образуемой при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R	78
Таблица 4.28 - Образование коммунальных отходов при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м	79
Таблица 4.29 - Расчет объемов отработанного моторного масла резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м	80
Таблица 4.30- Лимиты накопления отходов резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м	80
Таблица 4.31– Объем выбуренной породы, образуемой при строительстве скважины №№113, 115, 117, 118, 119, 120	81
Таблица 4.32 - Образование коммунальных отходов при строительстве вертикальных скважин №№113, 115, 117, 118, 119, 120 проектной глубиной 3000м	82
Таблица 4.33 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве вертикальных скважин №№113, 115, 117, 118, 119, 120 проектной глубиной 3000м	83
Таблица 4.34- Лимиты накопления отходов при строительстве вертикальных скважин №№113, 115, 117, 118, 119, 120 проектной глубиной 3000м	83
Таблица 4.35– Объем выбуренной породы, образуемой при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R	83
Таблица 4.36 - Образование коммунальных отходов при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м	84
Таблица 4.37 - Расчет объемов отработанного моторного масла резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м	85
Таблица 4.38- Лимиты накопления отходов резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м	85
Таблица 4.39– Объем выбуренной породы, образуемой при строительстве скважины №№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129	86
Таблица 4.40 - Образование коммунальных отходов при строительстве вертикальных скважин №№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 проектной глубиной 3000м	87
Таблица 4.41 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве вертикальных скважин №№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 проектной глубиной 3000м	88

Таблица 4.42- Лимиты накопления отходов при строительстве вертикальных скважин №№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 проектной глубиной 3000м.....	88
Таблица 4.43– Объем выбуренной породы, образуемой при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R	89
Таблица 4.44 - Образование коммунальных отходов при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м.....	89
Таблица 4.45 - Расчет объемов отработанного моторного масла резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м.....	90
Таблица 4.46- Лимиты накопления отходов резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м.....	91
Таблица 4.47- Образование коммунальных отходов при эксплуатации месторождения	91
Таблица 4.48-Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения Каратобе Южное за 2026-2035гг	92
Таблица 5.1 - Градации значимости воздействий	95
Таблица 5.2 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий при проведении оценки воздействия на ОС	95
Таблица 5.3 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха	98
Таблица 5.4-Интегральная (комплексная) оценка воздействия на подземные воды.....	98
Таблица 5.5-Анализ воздействия на геологическую среду	101
Таблица 5.6 - Анализ последствий возможного загрязнения почвенных покров.....	104
Таблица 5.7- Анализ последствий возможного загрязнения на растительность	106
Таблица 5.8-Анализ воздействия на фауну.....	108
Таблица 5.9 - Компоненты социально-экономической среды, рассматриваемые в ходе оценки воздействия	111
Таблица 5.10 - Градации пространственных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу.....	111
Таблица 5.11 - Градации временных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу	112
Таблица 5.12 - Градации масштабов интенсивности воздействия на социально-экономическую сферу.....	112
Таблица 5.13 - Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу	112
Таблица 5.14 - Матрица результатов оценки воздействий на социально-экономическую сферу..	115

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 ЗРК 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 бурении 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 Каратобе Южное» 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 07.04.2026г).

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 Каратобе Южное 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 5 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.

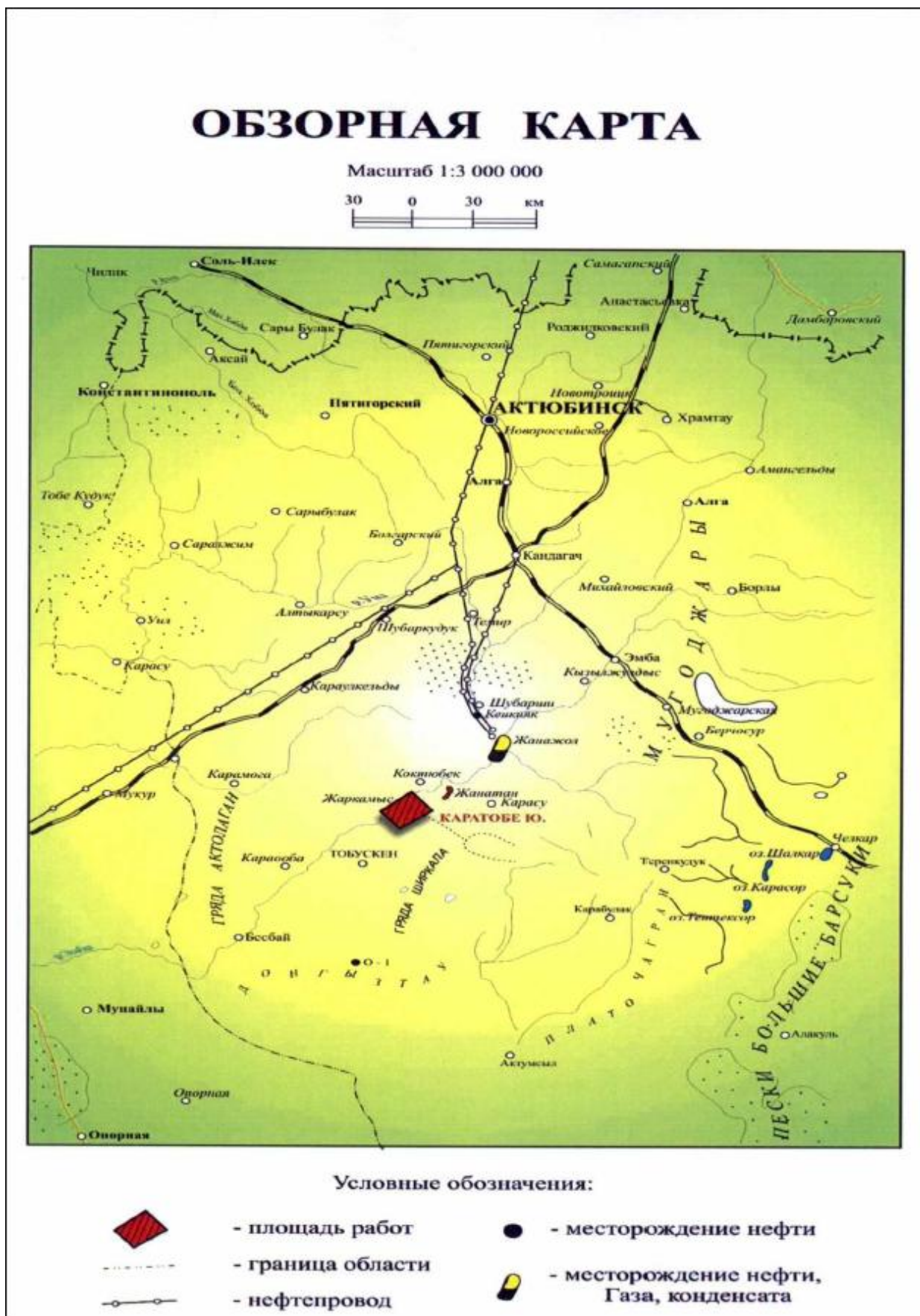


Рисунок 1.1– Обзорная карта

1.2 Целевое назначение работы

Недропользователем месторождения Каратобе Южное является ТОО «Казахтуркмунай», имеющее лицензию серии МГ №307 от 26.12.1995г и Контракт с компетентным органом правительства РК на доразведку и добычу углеводородного сырья №329 от 18.05.1999г.

Месторождение было открыто в 1978 году скважиной №35, нефтепроявлением из верхнепермских отложений казанского яруса. В том же году из скважины №27 был получен приток нефти дебитом 20 м3/сут.

В 2001г ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз» выполнен первый «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Каратобе Южное по состоянию на 01.09.2001г» (Протокол ГКЗ №142-01-У от 25.02.2002г), исходя из сведений по 14 скважинам, входящим в лицензионный блок. В целом по месторождению утвержденные запасы по категории С1 составили: геологические – 16 000 тыс.т, извлекаемые – 5 056 тыс.т.[17]

В 2003г ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз» была выполнена и утверждена «Технологическая схема разработки месторождения Каратобе Южное» (Протокол ЦКР РК №21 от 24.02.2003г), согласно которой месторождение планировалось разрабатывать на естественном режиме. [18]

В 2009г институтом ОАО «Гипровостокнефть» была выполнена и утверждена «Уточненная технологическая схема разработки месторождения Каратобе Южное с применением системы поддержания пластового давления» [20], к реализации утвержден 4 вариант разработки (Протокол ЦКР РК №56 от 09.04.2009г).

В 2013г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнен «Анализ разработки месторождения Каратобе Южное», утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИИР РК, на основании рекомендации ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №39/8 от 13.09.2013г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2013-2022 годы. [22]

В 2017г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнил «Анализ разработки...», утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИИР РК, на основании рекомендации ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №92/2 от 28.11.2017г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2017-2019 годы. [24]

В 2019г Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг «Каспиймунайгаз» выполнен третий «Анализ разработки...», который был рассмотрен и согласован ЦКРР МЭ РК (Протокол № 17/12 от 12-13.12.2019г) с проектными показателями разработки на 2019-2021гг. [25]

В 2019г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Пересчет начальных запасов нефти, растворенного в нефти газа...» (далее ПЗ-2019г) [27] (Протокол ГКЗ №2175-20-У от 06.05.2020г.) В целом по месторождению начальные геологические запасы нефти по сравнению с числящимися на Государственном балансе увеличились на 11 840 тыс.т (74,0%) извлекаемые запасы нефти увеличились на 4 327 тыс.т (85,6%). Выполнение ПЗ-2019г было реализовано с применением цифрового геологического моделирования.

В 2020г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Проект разработки месторождения Каратобе Южное» (далее ПР-2021г) [28], к реализации принят 2 вариант разработки месторождения (Протокол ЦКРР РК №12/4 от 31 марта 2021).

Основные положения рекомендуемого варианта за рентабельный период 2020 – 2052гг:

- Проектный уровень добычи нефти – 336,4 тыс.т/год;
- Проектный уровень добычи жидкости – 364 тыс.т/год;
- Накопленная добыча нефти – 9 491,2 тыс.т;
- Накопленная добыча жидкости – 11 256,8 тыс.т;
- Коэффициент извлечения нефти – 0,341 д.ед.

Месторождение планируется разрабатывать 18 добывающими скважинами, 8 из которых будут введены из бурения до 2025г, и 7 нагнетательными скважинами, две из которых пробурятся в 2024-2025гг.

В 2021г выполнен «Авторский надзор за реализацией проектного документа разработки месторождения Каратобе Южное» по состоянию на 01.07.2021г (Протокол совместного ГТС от 29 ноября 2021г). [30]

В 2022г выполнен «Авторский надзор за реализацией проектного документа разработки месторождения Каратобе Южное» по состоянию на 01.07.2022г (Протокол совместного ГТС от 20 декабря 2022г). [31]

В 2023г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Анализ разработки месторождения Каратобе Южное» (далее АРМ-2023г). В рамках АРМ-2023г выполнено уточнение проектных технологических показателей разработки в связи с изменением технических проектов развития месторождения. Согласно протоколу ЦКРР РК №46/4 от 14 декабря 2023г отчет АРМ-2023г был согласован с утверждением технологических показателей по рекомендуемому второму варианту с 2024г по 2026г. [32]

В 2024г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен авторский надзор за реализацией проектного документа разработки месторождения Каратобе Южное по состоянию на 01.07.2024г, в рамках которого было выполнено сопоставление фактических технологических показателей с проектными. (Протокол совместного ГТС от 08 ноября 2024г). [33]

В 2025г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен авторский надзор за реализацией проектного документа разработки месторождения Каратобе Южное по состоянию на 01.07.2025г, в рамках которого было выполнено сопоставление фактических технологических показателей с проектными. (Протокол совместного ГТС от 20 августа 2025г). [34]

НИР «Дополнение к Проекту разработки месторождения Каратобе Южное» подготовлен по состоянию изученности месторождения на 01.01.2026г (далее – ДПРМ-2026). Данная работа выполнена Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» согласно заказу №1 ОГиР от 30.12.2024г в рамках договора №1060749//2024/21 от 30.12.2024г с ТОО «Казахтуркмунай», в соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании» от 27.12.2017г № 125-VI (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.03.2026г), «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» (утверждены Приказом МЭ РК № 239 от 15.06.2018г) [2], «Методическими рекомендациями по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (утверждены Приказом МЭ РК № 329 от 24.08.2018г) [8].

ДПРМ-2026 содержит геолого-физическую характеристику месторождения, оценку запасов нефти, анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристику их продуктивности, обоснование принятой расчетной геолого-физической модели резервуара, обоснование выделения эксплуатационного объекта и выбор расчетных вариантов разработки, обоснование нормативов капиталовложений и затрат, технологические и технико-экономические показатели вариантов и анализ проектных решений, рекомендации по технике и технологии добычи нефти и газа, требования к конструкциям скважин, обоснование проекта плана добычи нефти, газа, объемов буровых работ, программу контроля за разработкой, содержащую комплекс геофизических, гидродинамических, физико-химических, геолого-гидродинамических исследований, анализ данных и решения по охране недр и окружающей среды, мероприятия по доразведке месторождения.

Целью «Дополнения к проекту разработки месторождения Каратобе Южное» является оценка эффективности реализации ранее утвержденных проектных решений с учетом имеющихся представлений о геологическом строении месторождения и полученных новых сведений о текущем состоянии разработки, выдача рекомендаций по контролю и регулированию процесса разработки, рассмотрение проектных решений в рамках нового рекомендуемого варианта разработки, утверждение новых технологических показателей, также отражение технологических потерь.

1.3 Технологические показатели вариантов разработки

Выбор и обоснование расчётных вариантов разработки проводили с учетом уточненного геологического строения и текущей гидродинамической характеристики месторождения.

Система разработки месторождения первоначально были определены в «Технологической схеме разработки...» 2003г по 2 варианту. ТС-2003г была составлена на основе запасов нефти, подсчитанных по состоянию на 01.09.2001г. Рекомендуемый вариант предусматривал разработку на естественном режиме истощения с бурением 3 добывающих скважин.

В рамках отчета «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки...», на заседании ЦКР РК от 20.10.2006г отмечено, что реализуемая на месторождении система разработки, заключающаяся в естественном режиме истощения, недостаточно эффективная. В связи с этим было принято решение, обеспечить составление «Технологической схемы разработки месторождения Каратобе Южное с поддержанием пластового давления».

По состоянию на 01.01.2026г фактическая закачка воды отстает от проектных значений. В текущее время водозабор для технического водоснабжения системы ППД месторождения Каратобе Южное осуществляется из 5 скважин, в объеме 600-670 м³/сутки. Для решения вопроса по дефициту воды, в 2025 году защищен отчет «Переоценка эксплуатационных запасов подземных вод аптских отложений» для технического водоснабжения системы ППД месторождения (протокол №2755-25-У от 29 октября 2019 года). Реализация вышеуказанного проекта позволяет ТОО «Казахтуркмунай» обеспечить бесперебойное снабжение технической водой всех объектов на нефтяном месторождении Каратобе Южное на 22 года. В целом в данном проекте, для удовлетворения потребности в технической воде в количестве 1990 м³/сутки предусмотрена эксплуатация 5 водозаборных скважин. Согласно разрешению на специально водопользование от 24.10.2025г на период 2026-2029гг расчетный годовой объем забора составил 583,222 тыс.м³.

В соответствии с требованиями «Методических указаний по составлению проектов разработки...» [8] и п.п. 134 и 135 «Единых правил...» [2], а также с учетом результатов фактической реализации проектных документов и анализа текущего состояния разработки, рассмотрены 3 варианта разработки. Предусмотренные варианты различаются между собой вводом из бурения новых добывающих скважин.

В расчётных вариантах разработки в качестве рабочего агента для ППД, как и ранее, рассматривается добываемая вода из водозаборных скважин и попутная вода, добываемая с нефтью, предварительно подготовленная до требуемого качества.

При расчёте проектных показателей разработки, величину среднего забойного давления в добывающих скважинах по месторождению принимали на текущем уровне. Забойное давление в водонагнетательных скважинах не должно превышать давления гидроразрыва пласта.

Коэффициент эксплуатации переходящих скважин принят равным 0,9 доли ед., с учётом необходимости проведения на скважинах ПРС, ГТМ и исследовательских работ.

1 вариант. Оценивает перспективы разработки объекта при сохранении существующей системы разработки.

Эксплуатация добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок ШГН и УЭЦН. В целом по месторождению фонд добывающих скважин составляет 19 ед., фонд нагнетательных скважин 7 ед. Плотность сетки 23,1 га/скв. С целью использования потенциала пробуренного фонда скважин предусмотрен ряд ГТМ:

- ✓ В 2026г ввод из бездействия скважины №27;
- ✓ В 2026г планируется перевод добывающей скважины №116 под нагнетание;
- ✓ В 2026г планируется проведение повторного ГРП в добывающих скважинах №№63, 66;

2 вариант. Предусматривается разработка месторождения с внутриконтурным заводнением в виде продольного разрезающего ряда из четырех нагнетательных скважин и сводовым заводнением с помощью двух нагнетательных скважин. В общей сложности запланировано бурение 6 добывающих скважин с ГРП в период 2026-2031гг с целью уплотнения сетки скважин, также проведение ряд ГТМ: ввод из бездействия 1 добывающей скважины, перевод под нагнетание 2-ух добывающих скважин, проведение ГРП в 7 добывающих скважинах

В целом по месторождению фонд добывающих скважин составляет 22 ед., фонд нагнетательных скважин 7 ед. Плотность сетки скважин 20,7 га/скв. Эксплуатация проектных добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок УЭЦН.

3 вариант. Разработка месторождения будет осуществляться с организацией систем очагового и площадного заводнения. Предусматривается уплотнение сетки скважин путем бурения 11 добывающих и 3 нагнетательных скважин с ГРП с 2026 по 2036г и проведения ряда ГТМ: ввод из бездействия 1 скважины, перевод под нагнетание 5 добывающих скважин и ГРП на 4 добывающих скважинах..

В целом по месторождению фонд добывающих скважин составляет 24 ед., фонд нагнетательных скважин 13 ед. Плотность сетки скважин 16,2 га/скв. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок УЭЦН.

В таблицах 1.1 Сравнение исходных данных по вариантам разработки представлено, в таблицах 1.2-1.6 представлены прогнозные технологические показатели разработки согласно двум вариантам.

Таблица 1.1- Сравнение исходных данных по вариантам разработки

Проектные характеристики	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Геологические запасы нефти В, тыс.т.	27840		
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	6009		
Система воздействия, режим	ППД		
Система размещения скважин	рядное		
Коэффициент охвата, доли ед.	0,511	0,531	0,506
Фонд скважин с начала разработки, всего	26	29	37
В т.ч. к бурению	3	6	14
Плотность сетки, га/скв.	23,1	20,7	16,2
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.	3:1	3:1	2:1
Начальные геологические запасы на 1 скв., тыс.т	1070,8	960	752,4
Способ эксплуатации добывающих скважин	Мех.		
Режим работы скважин:			
Забойное давление в добывающих скважинах, МПа	>= 72атм		
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.	0,95	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,9	0,9	0,9
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,9	0,9	0,9
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %	95-100	92-100	93-100
Объемы бурения всего, тыс. м	11,4	22,8	53,2

Таблица 1.2- Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант I

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд действующих добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2025	0	0	0	30	0	0	0	70,8	0	0	0	17	17	5	54,8	55,9	315,3
2026	1	0	1	31	0	0	1	73,8	2	2	0	17	17	7	50,2	50,7	186,1
2027	2	2	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	46,9	48,2	197,0
2028	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	45,9	48,6	192,7
2029	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	43,2	47,0	181,5
2030	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	40,7	45,4	171,0
2031	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	38,5	44,1	162,9
2032	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	37,0	43,4	157,7
2033	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	35,5	42,7	152,9
2034	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	33,9	41,8	148,0
2035	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	32,4	40,7	142,9
2036	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	31,1	39,9	139,1
2037	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	29,9	39,1	135,2
2038	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	28,9	38,6	132,4
2039	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	27,7	38,0	129,4
2040	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	26,8	37,7	127,5
2041	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	25,8	37,2	125,1
2042	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	24,9	36,8	122,8
2043	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	24,1	36,5	120,8
2044	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	23,4	36,4	119,6
2045	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	22,7	36,1	118,0
2046	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	22,0	36,0	117,1
2047	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	21,3	35,9	116,2
2048	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	20,5	35,7	114,3
2049	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	1	0	18	18	7	20,6	36,1	109,4
2050	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	18	18	7	19,9	35,5	106,7
2051	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	18	18	7	19,2	35,3	105,4
2052	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	1	0	17	17	7	19,7	35,0	100,2
2053	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	19,2	34,4	98,6
2054	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	18,6	34,1	96,8
2055	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	18,0	33,8	95,1
2056	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	17,6	33,7	94,0
2057	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	17,0	33,4	92,6
2058	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	16,6	33,3	91,7
2059	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	16,1	33,2	90,8
2060	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	15,7	33,2	90,3
2061	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	15,3	33,0	89,2

2062	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	14,8	32,9	88,2
2063	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	14,4	32,8	87,3
2064	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	14,0	32,8	86,5
2065	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	13,6	32,6	85,2
2066	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	13,1	32,5	84,1
2067	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	12,7	32,4	83,0
2068	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	12,4	32,4	82,2
2069	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	12,0	32,3	81,2
2070	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	11,6	32,2	80,4
2071	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	11,3	32,1	79,5
2072	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	10,9	32,1	78,8
2073	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	10,6	31,9	77,8
2074	0	0	0	33	0	0	0	79,8	0	0	0	17	17	7	10,3	31,8	77,2

Таблица 1.3 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант I

Годы	Общая добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН в целом по месторождению, д.ед	Добыча жидкости, тыс.т		Годовая добыча воды, тыс.т	Накопленная добыча воды, тыс.т	Обводненность продукции, %	Компенсация, %		Закачка рабочих агентов, тыс.м3		Добыча газа, тыс.м3		Газовый фактор, м3/т	Пластовое давление, МПа
		Нач	Тек				Годовая	Накопленная				Тек	Нак	Годовая	Накопленная	Годовая	Накопленная		
2025	310,1	3,3	5,4	3991,3	42,5	0,143	316,2	4017,7	6,1	26,4	1,9	91,0	38,6	429,7	2325,8	53260,8	381675,0	171,7	
2026	280,2	3,0	5,2	4271,4	45,5	0,153	283,3	4301,0	3,1	29,5	1,1	100,8	42,6	427,9	2753,6	46030,0	427705,0	164,3	12,0
2027	293,0	3,1	5,7	4564,5	48,6	0,164	301,1	4602,1	8,1	37,6	2,7	101,1	46,4	453,1	3206,7	46830,0	474535,0	159,8	11,9
2028	286,5	3,1	5,9	4851,0	51,7	0,174	303,1	4905,2	16,6	54,2	5,5	99,4	49,7	443,1	3649,8	44400,0	518935,0	155,0	11,9
2029	269,6	2,9	5,9	5120,5	54,6	0,184	293,4	5198,6	23,8	78,1	8,1	97,9	52,3	417,3	4067,1	40550,0	559485,0	150,4	11,9
2030	253,9	2,7	6,0	5374,5	57,3	0,193	283,6	5482,2	29,7	107,7	10,5	96,5	54,5	393,3	4460,3	37090,0	596575,0	146,1	11,9
2031	240,5	2,6	6,0	5615,0	59,8	0,202	275,4	5757,6	34,9	142,6	12,7	95,6	56,4	374,7	4835,0	34490,0	631065,0	143,4	11,8
2032	230,7	2,5	6,1	5845,6	62,3	0,210	271,1	6028,6	40,4	183,0	14,9	95,0	58,0	362,7	5197,7	32640,0	663705,0	141,5	11,8
2033	221,3	2,4	6,3	6067,0	64,7	0,218	266,5	6295,1	45,2	228,2	16,9	94,6	59,5	351,7	5549,3	31050,0	694755,0	140,3	11,8
2034	211,6	2,3	6,4	6278,6	66,9	0,226	260,6	6555,7	49,0	277,1	18,8	94,4	60,8	340,3	5889,6	29580,0	724335,0	139,8	11,7
2035	202,1	2,2	6,5	6480,7	69,1	0,233	254,0	6809,7	51,9	329,0	20,4	94,3	61,9	328,6	6218,2	28160,0	752495,0	139,3	11,7
2036	194,4	2,1	6,7	6675,1	71,1	0,240	249,1	7058,9	54,7	383,7	22,0	94,2	63,0	319,8	6538,0	27060,0	779555,0	139,2	11,7
2037	186,9	2,0	6,9	6862,0	73,1	0,246	244,1	7303,0	57,3	441,0	23,5	94,1	64,0	310,8	6848,8	25960,0	805515,0	138,9	11,6
2038	180,3	1,9	7,2	7042,3	75,1	0,253	240,8	7543,8	60,5	501,5	25,1	94,3	64,8	304,6	7153,3	25150,0	830665,0	139,5	11,6
2039	172,7	1,8	7,4	7215,0	76,9	0,259	237,0	7780,8	64,3	565,8	27,1	94,5	65,7	297,5	7450,8	24230,0	854895,0	140,3	11,5
2040	167,0	1,8	7,7	7382,0	78,7	0,265	235,2	8016,0	68,1	633,9	29,0	94,7	66,4	293,1	7743,9	23580,0	878475,0	141,2	11,5
2041	161,3	1,7	8,1	7543,3	80,4	0,271	232,3	8248,3	71,1	705,0	30,6	94,8	67,2	287,7	8031,6	22860,0	901335,0	141,8	11,5
2042	155,6	1,7	8,5	7698,9	82,1	0,277	229,8	8478,1	74,2	779,2	32,3	95,0	67,8	282,5	8314,1	22160,0	923495,0	142,5	11,4
2043	150,1	1,6	8,9	7849,0	83,7	0,282	227,7	8705,8	77,5	856,8	34,1	95,1	68,5	277,7	8591,8	21470,0	944965,0	143,0	11,4
2044	146,1	1,6	9,5	7995,1	85,2	0,287	227,2	8933,0	81,1	937,8	35,7	95,1	69,1	275,0	8866,8	20960,0	965925,0	143,4	11,4
2045	141,5	1,5	10,2	8136,6	86,7	0,292	225,6	9158,5	84,1	1021,9	37,3	95,3	69,6	271,3	9138,1	20400,0	986325,0	144,2	11,3
2046	137,4	1,5	11,0	8274,0	88,2	0,297	224,9	9383,4	87,5	1109,4	38,9	95,7	70,2	269,4	9407,4	20070,0	1006395,0	146,1	11,3
2047	133,1	1,4	12,0	8407,1	89,6	0,302	224,2	9607,7	91,2	1200,6	40,7	96,1	70,7	267,1	9674,6	19680,0	1026075,0	147,9	11,3

2048	128,0	1,4	13,1	8535,1	91,0	0,307	222,7	9830,3	94,7	1295,3	42,5	96,1	71,2	262,9	9937,5	19010,0	1045085,0	148,6	11,3
2049	121,8	1,3	14,4	8656,8	92,3	0,311	213,7	10044,1	92,0	1387,2	43,0	96,1	71,7	251,5	10188,9	18050,0	1063135,0	148,2	11,2
2050	117,4	1,3	16,2	8774,2	93,5	0,315	210,0	10254,0	92,6	1479,8	44,1	96,0	72,1	245,4	10434,3	17370,0	1080505,0	148,0	11,2
2051	113,6	1,2	18,7	8887,8	94,7	0,319	208,9	10462,9	95,3	1575,1	45,6	96,1	72,5	242,4	10676,7	16890,0	1097395,0	148,7	11,2
2052	110,0	1,2	22,2	8997,7	95,9	0,323	195,2	10658,1	85,3	1660,4	43,7	96,7	72,9	230,5	10907,1	16540,0	1113935,0	150,4	11,2
2053	107,0	1,1	27,8	9104,8	97,0	0,327	191,8	10849,9	84,8	1745,2	44,2	97,1	73,3	226,7	11133,8	16250,0	1130185,0	151,9	11,1
2054	103,8	1,1	37,3	9208,5	98,1	0,331	190,3	11040,2	86,5	1831,7	45,5	96,8	73,6	222,7	11356,5	15670,0	1145855,0	151,0	11,1
2055	100,7	1,1	57,7	9309,2	99,2	0,334	188,7	11228,9	88,0	1919,7	46,7	96,4	73,9	218,6	11575,0	15080,0	1160935,0	149,8	11,1
2056	98,1	1,0	132,9	9407,3	100,3	0,338	188,0	11417,0	90,0	2009,7	47,8	96,3	74,3	216,1	11791,1	14670,0	1175605,0	149,6	11,1
2057	95,1	1,0	-391,6	9502,4	101,3	0,341	186,6	11603,6	91,5	2101,2	49,0	96,3	74,6	213,0	12004,2	14260,0	1189865,0	149,9	11,1
2058	92,5	1,0	-77,5	9594,9	102,3	0,345	185,9	11789,5	93,4	2194,5	50,2	96,3	74,9	210,8	12215,0	13910,0	1203775,0	150,3	11,1
2059	90,0	1,0	-42,5	9685,0	103,2	0,348	185,4	11974,8	95,3	2289,9	51,4	96,3	75,1	208,8	12423,7	13570,0	1217345,0	150,7	11,1
2060	87,9	0,9	-29,1	9772,8	104,2	0,351	185,5	12160,3	97,6	2387,5	52,6	96,3	75,4	207,6	12631,3	13310,0	1230655,0	151,5	11,0
2061	85,2	0,9	-21,9	9858,0	105,1	0,354	184,4	12344,7	99,2	2486,7	53,8	96,4	75,7	205,1	12836,4	12960,0	1243615,0	152,1	11,0
2062	82,7	0,9	-17,4	9940,7	105,9	0,357	183,7	12528,4	101,0	2587,6	55,0	96,3	75,9	202,9	13039,3	12610,0	1256225,0	152,4	11,0
2063	80,4	0,9	-14,4	10021,1	106,8	0,360	183,1	12711,4	102,7	2690,3	56,1	96,2	76,2	200,7	13240,0	12250,0	1268475,0	152,3	11,0
2064	78,5	0,8	-12,3	10099,6	107,6	0,363	183,0	12894,4	104,6	2794,8	57,1	95,9	76,4	198,9	13438,9	11890,0	1280365,0	151,5	11,0
2065	76,0	0,8	-10,6	10175,6	108,4	0,366	182,0	13076,4	106,0	2900,8	58,3	95,7	76,6	196,0	13634,8	11480,0	1291845,0	151,1	11,0
2066	73,3	0,8	-9,3	10248,9	109,2	0,368	181,3	13257,8	108,0	3008,9	59,6	95,5	76,8	193,4	13828,2	11070,0	1302915,0	151,0	11,0
2067	70,8	0,8	-8,2	10319,7	110,0	0,371	180,8	13438,6	110,0	3118,8	60,8	95,2	77,0	190,8	14019,0	10630,0	1313545,0	150,1	11,0
2068	69,0	0,7	-7,4	10388,7	110,7	0,373	181,0	13619,6	112,0	3230,9	61,9	94,8	77,2	189,1	14208,1	10260,0	1323805,0	148,7	11,0
2069	66,9	0,7	-6,7	10455,6	111,4	0,376	180,2	13799,7	113,3	3344,2	62,9	94,6	77,4	186,6	14394,8	9900,0	1333705,0	148,0	11,0
2070	64,9	0,7	-6,1	10520,5	112,1	0,378	179,8	13979,5	114,8	3459,0	63,9	94,4	77,6	184,8	14579,5	9590,0	1343295,0	147,7	10,9
2071	62,9	0,7	-5,5	10583,4	112,8	0,380	179,2	14158,7	116,2	3575,2	64,9	94,3	77,8	182,8	14762,3	9270,0	1352565,0	147,3	10,9
2072	61,1	0,7	-5,1	10644,6	113,4	0,382	179,0	14337,7	117,9	3693,1	65,9	94,1	77,9	181,2	14943,5	8980,0	1361545,0	146,9	10,9
2073	59,1	0,6	-4,7	10703,7	114,1	0,384	178,1	14515,8	118,9	3812,1	66,8	94,0	78,1	178,9	15122,4	8670,0	1370215,0	146,6	10,9
2074	57,6	0,6	-4,4	10761,3	114,7	0,387	177,8	14693,6	120,2	3932,3	67,6	93,8	78,2	177,5	15299,9	8420,0	1378635,0	146,3	10,9

Таблица 1.4 - Характеристика основного фонда по месторождению. Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд действующих добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	доб.	нагн.						доб.	нагн.	всего	механизми- рованных		нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2026	1	1	0	31	0	1	76,8	1	1	0	18	18	6	52,1	52,7	223,1
2027	2	2	0	33	0	0	79,8	0	0	0	20	20	6	46,7	48,1	253,7
2028	0	0	0	33	0	0	79,8	1	1	0	19	19	7	47,6	50,4	220,5
2029	1	1	0	34	0	0	82,8	0	0	0	20	20	7	42,0	45,4	201,4
2030	1	1	0	35	0	0	85,8	0	0	0	21	21	7	38,6	42,5	194,9
2031	1	1	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	33,1	37,1	174,1
2032	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	32,0	36,6	168,4
2033	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	31,2	36,6	165,8
2034	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	30,7	37,2	165,7
2035	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	30,4	38,0	167,1

2036	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	30,1	39,1	169,8
2037	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	29,6	40,0	171,4
2038	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	29,1	41,0	173,1
2039	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	28,7	41,9	174,4
2040	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	27,9	42,4	174,1
2041	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	27,0	42,6	172,9
2042	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	26,3	43,1	172,9
2043	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	25,6	43,4	172,6
2044	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	25,0	43,9	172,5
2045	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	24,3	44,2	171,9
2046	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	23,5	44,7	171,9
2047	0	0	0	36	0	0	88,8	0	1	0	21	21	7	23,6	46,8	170,0
2048	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	21	21	7	22,5	45,6	164,5
2049	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	21	21	7	21,4	45,2	161,6
2050	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	21	21	7	20,6	45,2	160,2
2051	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	21	21	7	19,9	45,4	159,3
2052	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	21	21	7	19,3	45,9	159,4
2053	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	21	21	7	18,7	46,2	159,5
2054	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	21	21	7	18,2	46,7	160,4
2055	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	21	21	7	17,7	47,1	160,9
2056	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	21	21	7	17,2	47,5	161,2
2057	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	21	21	7	16,5	47,6	160,5
2058	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	21	21	7	15,9	47,6	158,7
2059	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	21	21	7	15,2	47,5	156,8
2060	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	21	21	7	14,7	47,7	155,7
2061	0	0	0	36	0	0	88,8	0	1	0	20	20	7	14,8	49,9	154,0
2062	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	20	20	7	14,1	49,8	151,8
2063	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	20	20	7	13,6	49,8	150,7
2064	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	20	20	7	13,2	50,1	150,4
2065	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	20	20	7	12,7	50,2	149,5
2066	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	20	20	7	12,3	50,4	149,1
2067	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	20	20	7	11,9	50,7	149,0
2068	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	20	20	7	11,6	51,1	149,2
2069	0	0	0	36	0	0	88,8	0	1	0	19	19	7	11,8	53,8	148,3
2070	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	19	19	7	11,5	53,8	147,4
2071	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	19	19	7	11,2	54,0	147,3
2072	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	19	19	7	10,9	54,4	147,5
2073	0	0	0	36	0	0	88,8	0	1	0	18	18	7	11,0	53,0	136,9
2074	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	18	18	7	10,9	52,6	135,6

Таблица 1.5 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Общая добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН в целом по месторождению, д.ед	Добыча жидкости, тыс.т		Годовая добыча воды, тыс.т	Накопленная добыча воды, тыс.т	Обводненность продукции, %	Компенсация, %		Закачка рабочих агентов, тыс.м3		Добыча газа, млн.м3		Газовый фактор, м3/т	Пластовое давление, МПа
		Нач	Тек				Годовая	Накопленная				Годовая	Нак	Годовая	Накопленная	Годовая	Накопленная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2026	308,2	3,3	5,7	4 299,4	45,8	0,154	311,8	4 329,4	3,6	30,0	1,2	94,2	42,6	439,7	2 765,5	49,8	431,5	161,7	12,0
2027	306,6	3,3	6,0	4 606,0	49,1	0,165	316,2	4 645,7	9,7	39,7	3,1	106,4	46,9	500,0	3 265,5	49,1	480,6	160,0	12,0
2028	297,1	3,2	6,2	4 903,1	52,3	0,176	314,8	4 960,5	17,7	57,4	5,6	109,7	50,8	507,1	3 772,6	45,5	526,0	153,1	12,0
2029	275,7	2,9	6,2	5 178,7	55,2	0,186	298,3	5 258,8	22,6	80,0	7,6	106,6	53,9	463,2	4 235,8	40,0	566,0	144,9	12,1
2030	266,6	2,8	6,3	5 445,3	58,0	0,196	293,3	5 552,0	26,7	106,7	9,1	105,7	56,5	448,2	4 684,0	38,0	604,0	142,4	12,1
2031	239,0	2,5	6,1	5 684,3	60,6	0,204	268,0	5 820,0	29,0	135,7	10,8	104,1	58,6	400,4	5 084,3	33,0	637,0	138,1	12,2
2032	231,0	2,5	6,2	5 915,3	63,0	0,212	264,3	6 084,3	33,3	169,0	12,6	102,9	60,5	387,2	5 471,6	31,1	668,0	134,4	12,2
2033	225,3	2,4	6,5	6 140,6	65,4	0,221	264,7	6 349,0	39,4	208,4	14,9	102,3	62,1	381,3	5 852,8	29,8	697,9	132,5	12,3
2034	221,7	2,4	6,8	6 362,3	67,8	0,229	268,8	6 617,8	47,1	255,5	17,5	101,9	63,6	381,1	6 233,9	29,1	727,0	131,4	12,4
2035	219,4	2,3	7,3	6 581,7	70,1	0,236	274,9	6 892,7	55,5	311,0	20,2	101,8	65,0	384,3	6 618,2	28,8	755,8	131,2	12,4
2036	217,6	2,3	7,8	6 799,3	72,5	0,244	282,9	7 175,6	65,3	376,3	23,1	101,9	66,4	390,4	7 008,6	28,7	784,4	131,8	12,5
2037	213,8	2,3	8,3	7 013,1	74,7	0,252	289,4	7 464,9	75,6	451,8	26,1	102,0	67,6	394,2	7 402,8	28,4	812,8	132,7	12,6
2038	210,5	2,2	8,9	7 223,6	77,0	0,259	296,6	7 761,5	86,0	537,9	29,0	102,0	68,8	398,1	7 800,9	28,0	840,8	132,9	12,6
2039	207,2	2,2	9,6	7 430,8	79,2	0,267	303,0	8 064,4	95,8	633,6	31,6	101,9	69,9	400,9	8 201,8	27,5	868,3	132,9	12,7
2040	201,9	2,2	10,3	7 632,7	81,3	0,274	306,6	8 371,0	104,7	738,3	34,1	101,8	71,0	400,3	8 602,1	26,9	895,2	133,0	12,7
2041	195,2	2,1	11,2	7 827,9	83,4	0,281	308,1	8 679,1	112,9	851,2	36,6	101,9	71,9	397,5	8 999,6	26,1	921,3	133,7	12,8
2042	190,1	2,0	12,2	8 018,1	85,5	0,288	311,2	8 990,3	121,0	972,2	38,9	102,1	72,8	397,5	9 397,1	25,6	946,9	134,7	12,8
2043	185,1	2,0	13,6	8 203,2	87,4	0,295	313,9	9 304,2	128,8	1101,0	41,0	102,2	73,7	396,9	9 794,0	25,1	972,0	135,5	12,8
2044	180,4	1,9	15,3	8 383,6	89,3	0,301	317,3	9 621,5	136,9	1237,9	43,1	102,1	74,5	396,7	10 190,7	24,5	996,5	135,8	12,9
2045	175,3	1,9	17,5	8 558,9	91,2	0,307	319,8	9 941,3	144,5	1382,4	45,2	102,1	75,3	395,2	10 585,9	23,9	1 020,4	136,2	12,9
2046	169,9	1,8	20,6	8 728,8	93,0	0,314	323,2	10 264,5	153,3	1535,7	47,4	102,3	76,0	395,4	10 981,3	23,4	1 043,7	137,5	12,9
2047	162,8	1,7	24,9	8 891,6	94,8	0,319	323,2	10 587,6	160,4	1696,0	49,6	102,4	76,7	390,9	11 372,2	22,5	1 066,2	138,3	13,0
2048	155,3	1,7	31,6	9 046,9	96,4	0,325	314,3	10 901,9	159,0	1855,0	50,6	102,4	77,3	378,3	11 750,5	21,6	1 087,8	138,8	13,0
2049	147,9	1,6	44,0	9 194,8	98,0	0,330	311,9	11 213,8	164,0	2019,0	52,6	102,5	77,9	371,7	12 122,1	20,7	1 108,5	139,8	13,0
2050	142,0	1,5	75,5	9 336,8	99,5	0,335	312,0	11 525,9	170,0	2189,0	54,5	102,7	78,4	368,3	12 490,4	20,0	1 128,5	141,0	13,0
2051	137,0	1,5	100	9 473,9	101,0	0,340	313,3	11 839,2	176,3	2365,3	56,3	102,7	79,0	366,2	12 856,6	19,4	1 147,9	141,9	13,0
2052	133,1	1,4		9 607,0	102,4	0,345	316,4	12 155,6	183,3	2548,6	57,9	102,8	79,5	366,5	13 223,1	19,0	1 167,0	142,9	13,1
2053	129,2	1,4		9 736,1	103,8	0,350	318,6	12 474,2	189,5	2738,1	59,5	103,0	80,0	366,8	13 589,9	18,7	1 185,7	145,1	13,1
2054	125,9	1,3		9 862,0	105,1	0,354	322,1	12 796,3	196,3	2934,3	60,9	103,4	80,5	368,9	13 958,8	18,6	1 204,3	147,7	13,1
2055	122,1	1,3		9 984,1	106,4	0,359	324,7	13 121,0	202,6	3136,9	62,4	103,7	80,9	369,9	14 328,7	18,4	1 222,7	150,5	13,2
2056	118,3	1,3		10 102,4	107,7	0,363	327,6	13 448,7	209,3	3346,2	63,9	104,0	81,4	370,8	14 699,5	18,1	1 240,8	152,9	13,2
2057	114,0	1,2		10 216,4	108,9	0,367	328,5	13 777,1	214,5	3560,7	65,3	104,1	81,8	369,0	15 068,5	17,6	1 258,4	154,8	13,2
2058	109,4	1,2		10 325,8	110,0	0,371	328,4	14 105,5	219,0	3779,7	66,7	103,9	82,2	365,0	15 433,5	16,9	1 275,3	154,3	13,3
2059	105,0	1,1		10 430,8	111,2	0,375	327,9	14 433,4	222,9	4002,6	68,0	103,6	82,6	360,5	15 794,0	16,1	1 291,4	153,5	13,3
2060	101,2	1,1		10 532,0	112,2	0,378	328,8	14 762,2	227,6	4230,2	69,2	103,4	83,0	358,1	16 152,1	15,5	1 306,9	153,3	13,3
2061	96,9	1,0		10 628,9	113,3	0,382	328,1	15 090,3	231,2	4461,4	70,5	103,2	83,3	354,1	16 506,2	14,9	1 321,8	153,2	13,3
2062	92,5	1,0		10 721,4	114,3	0,385	327,2	15 417,5	234,7	4696,1	71,7	102,9	83,7	349,0	16 855,2	14,0	1 335,8	151,8	13,3

2063	89,2	1,0		10 810,5	115,2	0,388	327,4	15 744,9	238,2	4934,3	72,8	102,7	84,0	346,6	17 201,8	13,5	1 349,3	151,9	13,3
2064	86,5	0,9		10 897,0	116,1	0,391	329,1	16 073,9	242,6	5176,9	73,7	102,6	84,3	345,8	17 547,6	13,1	1 362,5	151,8	13,3
2065	83,7	0,9		10 980,7	117,0	0,394	329,5	16 403,4	245,8	5422,7	74,6	102,5	84,6	343,8	17 891,4	12,7	1 375,1	151,6	13,3
2066	81,0	0,9		11 061,7	117,9	0,397	331,1	16 734,6	250,1	5672,8	75,5	102,3	84,8	343,0	18 234,3	12,3	1 387,4	151,2	13,3
2067	78,5	0,8		11 140,2	118,7	0,400	333,1	17 067,7	254,7	5927,5	76,4	102,2	85,1	342,6	18 576,9	11,9	1 399,3	151,2	13,3
2068	76,3	0,8		11 216,4	119,5	0,403	335,9	17 403,6	259,6	6187,2	77,3	102,1	85,4	343,2	18 920,1	11,5	1 410,8	151,2	13,3
2069	73,8	0,8		11 290,2	120,3	0,406	335,8	17 739,4	262,1	6449,2	78,0	102,0	85,6	341,0	19 261,1	11,1	1 421,9	151,0	13,3
2070	71,6	0,8		11 361,8	121,1	0,408	335,6	18 075,0	264,0	6713,2	78,7	101,8	85,9	339,0	19 600,1	10,8	1 432,7	150,7	13,3
2071	69,8	0,7		11 431,6	121,8	0,411	337,1	18 412,1	267,3	6980,5	79,3	101,7	86,1	338,6	19 938,7	10,5	1 443,2	149,9	13,2
2072	68,3	0,7		11 500,0	122,6	0,413	339,6	18 751,7	271,3	7251,8	79,9	101,5	86,3	339,3	20 278,0	10,2	1 453,4	149,2	13,2
2073	65,3	0,7		11 565,3	123,3	0,415	313,6	19 065,4	248,3	7500,1	79,2	101,6	86,5	314,8	20 592,8	9,7	1 463,1	148,5	13,2
2074	64,6	0,7		11 629,8	123,9	0,418	311,2	19 376,6	246,6	7746,7	79,2	101,4	86,7	311,9	20 904,7	9,5	1 472,6	147,4	13,2

Таблица 1.6 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант III

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд действующих добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемищность одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости	
2025	0	0	0	30	0	0	0	70,8	0	0	0	17	17	4	54,8	55,9	315,3
2026	1	0	1	31	0	0	1	73,8	0	0	0	18	18	6	48,2	48,7	217,6
2027	1	1	0	32	0	0	0	76,8	0	0	0	19	19	6	46,8	48,3	228,7
2028	0	0	0	32	0	0	0	76,8	2	2	0	17	17	8	50,6	53,8	166,4
2029	2	2	0	34	0	0	0	82,8	0	0	0	19	19	8	46,7	50,5	172,1
2030	2	2	0	36	0	0	0	88,8	0	0	0	21	21	8	42,7	47,6	175,6
2031	1	1	0	37	0	0	0	91,8	0	0	0	22	22	8	41,6	48,5	181,9
2032	0	0	0	37	0	0	0	91,8	2	2	0	20	20	10	43,2	52,5	139,5
2033	1	1	0	38	0	0	0	94,8	1	1	0	20	20	11	39,9	47,9	114,4
2034	2	2	0	41	0	0	0	100,8	0	0	0	22	22	11	35,9	42,9	111,7
2035	2	0	2	43	0	0	0	106,8	0	0	0	22	22	13	35,0	42,4	93,0
2036	2	2	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	31,9	38,8	94,0
2037	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	30,2	37,9	91,8
2038	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	28,5	36,8	88,4
2039	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	27,3	36,3	85,8
2040	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	26,5	36,1	84,4
2041	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	25,4	35,6	82,7
2042	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	24,3	35,2	80,6
2043	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	23,3	34,9	78,8
2044	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	22,1	34,6	76,8
2045	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	21,0	34,2	74,9
2046	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	20,2	34,1	73,9
2047	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	19,2	33,8	72,6
2048	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	18,3	33,6	71,4

2049	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	1	0	23	23	13	18,2	34,2	69,3
2050	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	23	23	13	17,2	31,8	65,2
2051	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	23	23	13	16,5	31,5	64,0
2052	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	23	23	13	15,9	31,3	63,3
2053	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	23	23	13	15,2	30,9	62,3
2054	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	23	23	13	14,7	30,7	61,7
2055	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	23	23	13	14,2	30,6	61,0
2056	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	23	23	13	13,6	30,2	59,6
2057	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	23	23	13	13,1	29,8	58,1
2058	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	23	23	13	12,6	29,4	56,9
2059	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	23	23	13	12,2	29,1	55,8
2060	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	1	0	22	22	13	12,3	30,2	54,9
2061	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	22	22	13	11,9	29,9	53,8
2062	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	22	22	13	11,5	29,7	52,9
2063	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	22	22	13	11,1	29,6	52,1
2064	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	22	22	13	10,8	29,5	51,6
2065	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	22	22	13	10,4	29,3	50,8
2066	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	22	22	13	10,1	29,1	50,0
2067	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	22	22	13	9,7	28,8	49,3
2068	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	22	22	13	9,4	28,7	48,6
2069	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	22	22	13	9,1	28,3	47,7
2070	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	22	22	13	8,8	28,0	47,0
2071	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	1	0	21	21	13	8,9	29,0	46,1
2072	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	21	21	13	8,5	28,6	45,2
2073	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	21	21	13	8,2	28,2	44,4
2074	0	0	0	45	0	0	0	112,8	0	0	0	21	21	13	8,0	28,0	43,7

Таблица 1.7 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант III

Год ы	Общая добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемы х запасов, %		Накопленна я добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемы х запасов, %	КИН в целом по месторождению , д.ед	Добыча жидкости, тыс.т		Годова я добыча воды, тыс.т	Накопленна я добыча воды, тыс.т	Обводненност ь продукции, %	Компенсация , %		Закачка рабочих агентов, тыс.м3		Добыча газа, тыс.м3		Газовы й фактор, м3/т	Пластово е давление, МПа
		Нач	Тек				Годова я	Накопленна я				Тек	Нак	Годова я	Накопленна я	Годова я	Накопленна я		
2025	310,1	3,3	5,4	3991,3	42,5	0,143	316,2	4017,7	6,1	26,4	1,9	91,0	38,6	429,7	2325,8	53260,8	381675,0	171,7	
2026	284,8	3,0	5,3	4276,0	45,6	0,154	287,9	4305,6	3,2	29,6	1,1	99,4	42,6	428,9	2754,7	47980,0	429655,0	168,5	12,1
2027	292,0	3,1	5,7	4568,0	48,7	0,164	301,2	4606,9	9,2	38,8	3,1	100,7	46,4	450,7	3205,4	47940,0	477595,0	164,2	12,1
2028	282,8	3,0	5,9	4850,8	51,7	0,174	300,3	4907,2	17,6	56,4	5,8	99,2	49,5	437,2	3642,6	44480,0	522075,0	157,3	12,1
2029	291,7	3,1	6,4	5142,5	54,8	0,185	315,4	5222,6	23,7	80,1	7,5	98,5	52,4	452,3	4094,9	44440,0	566515,0	152,4	12
2030	294,3	3,1	6,9	5436,8	57,9	0,195	328,5	5551,0	34,2	114,2	10,4	97,7	55,0	461,5	4556,4	44250,0	610765,0	150,4	12
2031	300,3	3,2	7,6	5737,1	61,1	0,206	350,2	5901,2	49,9	164,1	14,2	96,6	57,4	478,1	5034,4	44230,0	654995,0	147,3	12
2032	283,7	3,0	7,8	6020,8	64,2	0,216	344,8	6246,0	61,1	225,2	17,7	95,6	59,3	458,3	5492,7	40930,0	695925,0	144,3	12
2033	262,1	2,8	7,8	6282,9	67,0	0,226	314,5	6560,5	52,4	277,6	16,7	94,1	60,9	413,5	5906,2	36360,0	732285,0	138,8	11,9
2034	259,8	2,8	8,4	6542,6	69,7	0,235	310,2	6870,7	50,5	328,1	16,3	93,0	62,3	403,7	6309,9	34910,0	767195,0	134,4	11,8

2035	252,7	2,7	8,9	6795,3	72,4	0,244	306,1	7176,8	53,3	381,4	17,4	93,3	63,5	397,4	6707,2	34100,0	801295,0	134,9	11,7
2036	251,5	2,7	9,7	7046,8	75,1	0,253	306,3	7483,0	54,8	436,2	17,9	94,4	64,7	401,6	7108,8	34800,0	836095,0	138,4	11,6
2037	237,9	2,5	10,2	7284,7	77,6	0,262	298,9	7782,0	61,1	497,3	20,4	95,5	65,8	392,0	7500,7	33790,0	869885,0	142,1	11,6
2038	224,7	2,4	10,7	7509,4	80,0	0,270	290,5	8072,5	65,8	563,1	22,7	95,7	66,8	377,3	7878,1	31980,0	901865,0	142,3	11,5
2039	215,4	2,3	11,5	7724,7	82,3	0,277	285,9	8358,4	70,5	633,6	24,7	95,3	67,7	366,4	8244,5	30420,0	932285,0	141,2	11,5
2040	208,7	2,2	12,6	7933,4	84,6	0,285	284,4	8642,7	75,7	709,3	26,6	95,2	68,6	360,4	8604,9	29410,0	961695,0	140,9	11,5
2041	200,3	2,1	13,8	8133,7	86,7	0,292	280,8	8923,5	80,5	789,8	28,7	95,4	69,3	353,1	8958,0	28420,0	990115,0	141,9	11,5
2042	191,9	2,0	15,4	8325,7	88,7	0,299	277,7	9201,2	85,8	875,5	30,9	95,1	70,0	344,2	9302,2	27100,0	1017215,0	141,2	11,5
2043	183,8	2,0	17,4	8509,4	90,7	0,306	275,5	9476,7	91,7	967,2	33,3	94,8	70,7	336,4	9638,6	25890,0	1043105,0	140,9	11,4
2044	174,5	1,9	20,0	8684,0	92,6	0,312	272,5	9749,2	98,0	1065,2	35,9	94,7	71,3	328,1	9966,7	24630,0	1067735,0	141,1	11,4
2045	165,9	1,8	23,7	8849,9	94,3	0,318	269,4	10018,5	103,5	1168,6	38,4	94,7	71,8	320,0	10286,7	23440,0	1091175,0	141,3	11,4
2046	158,9	1,7	29,8	9008,8	96,0	0,324	268,7	10287,3	109,8	1278,4	40,9	94,9	72,4	315,8	10602,5	22640,0	1113815,0	142,5	11,4
2047	151,2	1,6	40,4	9160,0	97,6	0,329	266,7	10554,0	115,6	1394,0	43,3	95,0	72,8	309,9	10912,4	21720,0	1135535,0	143,7	11,3
2048	144,6	1,5	64,9	9304,6	99,2	0,334	265,3	10819,3	120,6	1514,6	45,5	95,1	73,3	305,0	11217,4	20910,0	1156445,0	144,6	11,3
2049	137,4	1,5	175,3	9442,0	100,6	0,339	258,8	11078,0	121,4	1636,0	46,9	95,3	73,7	295,8	11513,2	20010,0	1176455,0	145,7	11,3
2050	130,3	1,4	-220,7	9572,3	102,0	0,344	240,6	11318,6	110,3	1746,3	45,9	95,9	74,2	278,3	11791,4	19200,0	1195655,0	147,4	11,3
2051	124,7	1,3	-65,9	9696,9	103,3	0,348	237,9	11556,5	113,2	1859,5	47,6	96,2	74,5	273,5	12064,9	18610,0	1214265,0	149,3	11,3
2052	119,9	1,3	-38,2	9816,8	104,6	0,353	236,1	11792,6	116,3	1975,8	49,2	96,7	74,9	270,3	12335,2	18170,0	1232435,0	151,6	11,2
2053	115,0	1,2	-26,5	9931,8	105,8	0,357	233,6	12026,2	118,6	2094,4	50,8	97,1	75,3	266,2	12601,3	17690,0	1250125,0	153,9	11,2
2054	110,9	1,2	-20,2	10042,7	107,0	0,361	232,3	12258,5	121,4	2215,8	52,2	97,5	75,6	263,6	12865,0	17340,0	1267465,0	156,3	11,2
2055	107,0	1,1	-16,2	10149,7	108,2	0,365	230,9	12489,4	123,8	2339,6	53,6	97,6	76,0	260,3	13125,3	16870,0	1284335,0	157,6	11,2
2056	102,9	1,1	-13,4	10252,7	109,3	0,368	228,4	12717,7	125,5	2465,1	54,9	97,2	76,3	254,6	13379,9	16090,0	1300425,0	156,4	11,1
2057	98,7	1,1	-11,4	10351,4	110,3	0,372	224,8	12942,5	126,1	2591,1	56,1	96,8	76,6	247,9	13627,8	15300,0	1315725,0	155,0	11,1
2058	95,3	1,0	-9,8	10446,7	111,3	0,375	222,3	13164,8	127,0	2718,1	57,1	96,4	76,9	242,8	13870,6	14650,0	1330375,0	153,7	11,1
2059	92,1	1,0	-8,7	10538,8	112,3	0,379	220,1	13384,9	128,0	2846,1	58,2	96,1	77,1	238,2	14108,8	14060,0	1344435,0	152,7	11,1
2060	89,2	1,0	-7,7	10628,0	113,3	0,382	218,6	13603,5	129,4	2975,5	59,2	95,8	77,4	234,3	14343,1	13500,0	1357935,0	151,3	11
2061	86,0	0,9	-6,9	10714,0	114,2	0,385	216,2	13819,7	130,2	3105,7	60,2	95,5	77,6	229,6	14572,7	12930,0	1370865,0	150,3	11
2062	83,1	0,9	-6,2	10797,1	115,1	0,388	214,7	14034,4	131,6	3237,3	61,3	95,2	77,8	225,9	14798,6	12410,0	1383275,0	149,3	11
2063	80,2	0,9	-5,7	10877,3	115,9	0,391	213,6	14248,0	133,4	3370,6	62,4	94,9	78,0	222,6	15021,1	11910,0	1395185,0	148,5	11
2064	77,9	0,8	-5,2	10955,2	116,8	0,394	213,4	14461,3	135,5	3506,1	63,5	94,7	78,2	220,4	15241,5	11510,0	1406695,0	147,8	11
2065	75,2	0,8	-4,8	11030,4	117,6	0,396	211,6	14672,9	136,4	3642,5	64,5	94,5	78,4	216,8	15458,3	11070,0	1417765,0	147,2	10,9
2066	72,8	0,8	-4,4	11103,2	118,3	0,399	210,1	14883,0	137,3	3779,8	65,3	94,3	78,6	213,7	15672,0	10670,0	1428435,0	146,6	10,9
2067	70,4	0,8	-4,1	11173,6	119,1	0,401	208,3	15091,3	137,9	3917,7	66,2	94,1	78,8	210,4	15882,3	10270,0	1438705,0	145,9	10,9
2068	68,2	0,7	-3,8	11241,8	119,8	0,404	207,1	15298,4	138,9	4056,6	67,1	94,0	78,9	207,7	16090,1	9930,0	1448635,0	145,6	10,9
2069	65,7	0,7	-3,5	11307,5	120,5	0,406	204,6	15503,0	138,9	4195,5	67,9	93,8	79,1	203,9	16293,9	9550,0	1458185,0	145,4	10,8
2070	63,4	0,7	-3,3	11370,8	121,2	0,408	202,7	15705,6	139,3	4334,8	68,7	93,7	79,2	200,6	16494,5	9180,0	1467365,0	144,8	10,8
2071	61,1	0,7	-3,1	11431,9	121,8	0,411	200,2	15905,8	139,1	4473,9	69,5	93,5	79,4	197,0	16691,5	8830,0	1476195,0	144,6	10,8
2072	58,9	0,6	-2,9	11490,8	122,5	0,413	197,2	16103,0	138,3	4612,2	70,1	93,4	79,5	193,0	16884,5	8500,0	1484695,0	144,3	10,8
2073	56,8	0,6	-2,7	11547,5	123,1	0,415	194,8	16297,7	138,0	4750,2	70,9	93,3	79,7	189,5	17074,0	8170,0	1492865,0	144,0	10,8
2074	54,9	0,6	-2,5	11602,4	123,7	0,417	193,0	16490,7	138,1	4888,3	71,6	93,1	79,8	186,6	17260,6	7860,0	1500725,0	143,2	10,7

1.4. Конструкция скважин

Приведенные в данном разделе требования к конструкциям скважин носят рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, параметры бурового раствора должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

По всем вариантам проектом предусмотрено бурение вертикальных эксплуатационных скважин однотипной конструкции: по рекомендуемому варианту — 6 ед. (№№ 113, 115, 117, 118, 119, 120), по варианту 1 — 3 ед. (№№ 113, 115, 117), по варианту 3 — 14 ед. (№№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129).

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.

Выбор типовой конструкции скважин производится в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (№355 от 30.12.2014 г.) с учетом опыта проводки скважин на месторождении Каратобе Южное.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется следующая конструкция вертикальных эксплуатационных скважин №№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 и резервных скважин №№ 110R, 111R, 112R на месторождении Каратобе Южное:

Скважины, предназначенные для эксплуатации 1-го основного объекта:

1. I объект - верхняя пермь – казанский ярус - (P₂ kz);

В рамках «Дополнения к проекту разработки месторождения Каратобе Южное» эксплуатационные скважины №№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 и резервные скважины №№ 110R, 111R, 112R должны иметь следующие конструкции:

Направление Ø 508,0мм, спускается на глубину 35м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор Ø 339,7мм, спускается на глубину 160 м, цементируется до устья с целью создания надежной крепи и безопасного углубления скважины до глубины спуска технической колонны с подъемом цемента до устья. Оборудование устья скважины ПВО.

Техническая колонна Ø 244,5мм, спускается на глубину 1500м в зависимости от подошвы кунгурского яруса, цементируется до устья с целью перекрытия хемогенного кунгурского яруса, в которых возможны течение солей, с подъемом цемента до устья, перед вскрытием продуктивных пластов. Оборудование устья скважины ПВО.

Эксплуатационная колонна Ø 177,8мм, спускается до проектной глубины 3000м (±250м) и цементируется подъемом цемента до устья с установкой башмака на глубине 3000 м для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Проектная конструкция скважины приведена в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Рекомендуемая конструкция проектных скважин №№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 и резервных скважин №№ 110R, 111R, 112R

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	660,4	508,0	35	до устья	ПТЦ-1-50
Кондуктор	444,5	339,7	160	до устья	ПТЦ-I-G-CC-I
Техническая колонна	311,15	244,5	1500	до устья	ПТЦ-I-G-CC-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	3000*	до устья	ПТЦ-I-G-CC-I

Примечание: * глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Подробно конструкция скважин, должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

Выбор буровой установки

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до проектной глубины и желательное применение стационарных буровых установок с повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении Каратобе Южный более полно отвечает буровая установка ZJ-40 или аналог. На данной буровой установке возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для четырехступенчатой очистки бурового раствора.

Технология бурения скважин более подробно будет изложена при разработке технического проекта на строительство эксплуатационных скважин.

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 сметных 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. Согласно выполненным расчетам, полная продолжительность цикла строительства скважин приведена ниже.

Таблица 1.9- Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин с проектной глубиной 3000м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	15,0
Подготовительные работы к бурению	4,0
Бурение скважины	46,8
Крепление скважины	12,4
Освоение объектов в колонне	12,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	90,2

Вышеизложенные конструкции скважин, параметры, метод освоения, типы и марка материалов являются рекомендательными и могут быть в дальнейшем уточнены. Более подробно вопросы технологии бурения будут изложены в проектах на строительство скважин.

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

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

Описание существующей системы сбора

Технология промыслового сбора и транспорта скважинной продукции на месторождении Каратобе Южное осуществляется следующим образом: продукция добывающих скважин по выкидным трубопроводам Ø114x5, Ø108x6 и Ø 89x6 проложенным в подземном исполнении, поступает на автоматизированные замерные установки типа «ОЗНА МАССОМЕР» 400 – 10 – АГЗУ №1, «ОЗНА МАССОМЕР» 400 – 10.

В таблице 1.10 представлены характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Каратобе Южное.

Таблица 1.10— Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Каратобе Южное

№ ГЗУ	Марка АГЗУ	№ подключенной скважины	Длина от скв до АГЗУ, м	Диаметр, мм	Материал трубы
1	ОЗНА-Массомер" -400-10-УХЛ1	27	1470	114x5	сталь
		104/50	609	114x5	сталь
		50/104	810	114x5	сталь
		51	1160	114x5	сталь
		64	320	114x5	сталь
		101	367	114x5	сталь
		102	828	114x5	сталь
		63	210	114x5	сталь
		66	1250	114x5	сталь
		114	890	108x6	сталь
2	ОЗНА-Массомер" -400-10-УХЛ1	52	1525	89x6	сталь
		105	565	114x5	сталь
		106	744	114x5	сталь
		108	1000	114x5	сталь
		109	1700	114x5	сталь
		110	920	108x6	сталь
		112	735	108x6	сталь
		111	635	108x6	сталь
		116	1720	108x6	сталь

После замера нефтегазовая смесь направляется по сборному трубопроводу Ø219×8 мм на УПН месторождения Каратобе Южное.

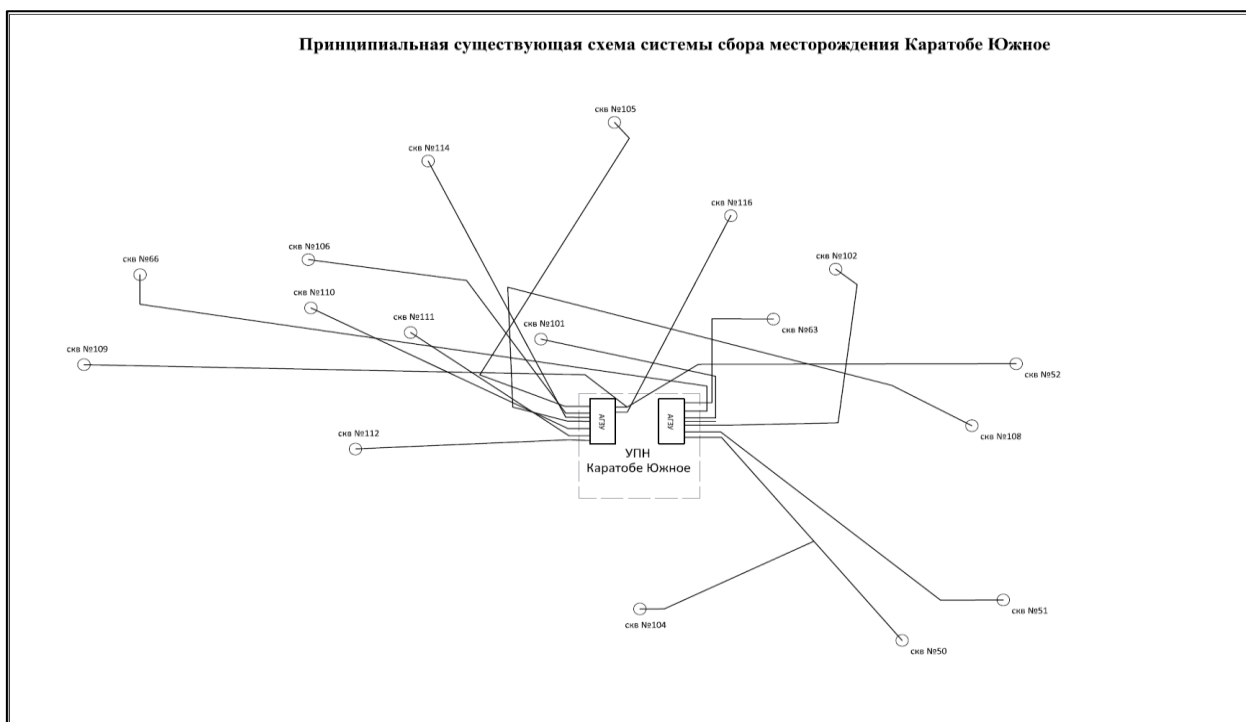


Рисунок 1.2 - Технологическая схема системы сбора продукции скважин месторождения Каратобе Южное

Описание существующей системы подготовки продукции

Сооружение УПН предназначена для подготовки нефти месторождения Каратобе Южное и перекачки по нефтепроводу $\varnothing 219 \times 8$ мм, $L = 31$ км «Каратобе Южное - Каратобе Южное» и дальше по нефтепроводу $\varnothing 245 \times 8$ мм, $L = 81$ км «Каратобе Южное - Кенкияк» на ГНПС (Головная нефтеперекачивающая станция) «Кенкияк».

Газожидкостная смесь от нефтегазодобывающих скважин по выкидным трубопроводам поступают на автоматизированные групповые установки типа «ОЗНА МАССОМЕР» 400 – 10 – УХЛ1 АГЗУ №1, «ОЗНА МАССОМЕР» 400 – 10 – УХЛ1 АГЗУ №2 для автоматического поочередного замера дебита скважин по нефти и газу.

С АГЗУ №1 и АГЗУ-2 двумя потоками по трубопроводам $\varnothing 219 \times 8$ мм направляются в НГС–2-1,6-2000-1 №1 для отделения газа.

Перед НГС, через БДР –2,5 производится подача деэмульгатора с удельным расходом 40 гр./т. С НГС №1 выделившийся газ поступает в газосепаратор 2-1,6-1600-1-И ГС№1 и в ГС№2 для дополнительной очистки от капельной жидкости – газоконденсата и механических примесей. Далее, после вторичной очистки в сепараторе топливного газа ГС№3 газ используется на собственные нужды и социально–бытовые нужды (печи подогрева нефти, котельную), на факел высокого давления, на факел низкого давления, на ГТЭС, на поселок Жаркамыс через узел очистки (УОГ).

После НГС№1 (I – ступень) и НГС№2 (II – ступень) отделившаяся от газа нефть поступает на КСУ (III – ступень) для полного отделения газа от нефти (дегазация). (На дату составления отчета КСУ не функционирует, жидкость из НГС поступает в БЕ $V = 100 \text{ м}^3$). Отделившийся газ из БЕ-100 направляется на факел низкого давления (ФНД).

Из буферной емкости (БЕ-100) нефтяная эмульсия поступает на приём технологических насосов Н-1, Н-2 (тип насосного агрегата ЦНСн 60-99), далее с помощью технологических насосных агрегатов нефтяная эмульсия прокачивается через печи подогрева ПП-1,6 №1, ПП-1,6 №2, через ОГН-100 №2 (I – ступень) и ОГН-100 №1 (II – ступень) в последовательном режиме работы поступает в технологический резервуар РВС №4 $V = 1000 \text{ м}^3$, после подготовленная нефть через «переток» $H = 9 \text{ м}$. поступает в РВС-2000 №1, №2 $V = 2000 \text{ м}^3$. (поочередно) на отстой, так же, в зависимости от качества подготовки нефти на повторную деэмульсацию («циркуляция»). При «циркуляции» РВС (сам на себя)

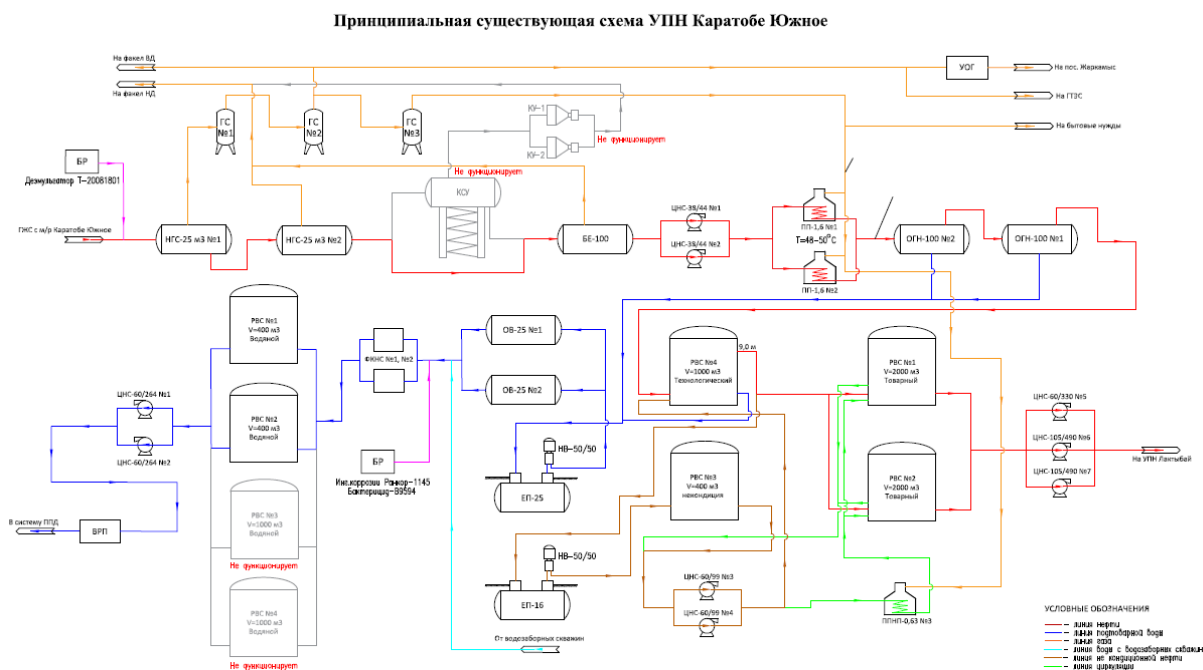
нефтяная эмульсия из РВС при помощи насосов внутренней перекачки Н-3, Н-4 (тип насосного агрегата ЦНСн 60-99) через печь подогрева нефти поступает обратно в тот же РВС. Так же, при «циркуляции» РВС (из одного на другой) нефтяная эмульсия из РВС при помощи насосных агрегатов внутренней перекачки Н-3, Н-4 через печь подогрева нефти перекачивается в другой РВС.

Далее, подготовленная нефть насосами внешней перекачки Н-5, Н-6, Н-7 (тип насосных агрегатов ЦНСн 60-330 №5, ЦНСн 105-490 №6, ЦНСн 105-490 №7) через массовый расходомер нефти «Эмис Масс 260» по межпромысловому нефтепроводу транспортируется на ГНПС «Кенкияк». При повышении давлений в аппаратах и срабатываний предохранительных клапанов, излишки газа из нефтегазосепараторов (НГС) №1, №2, из газосепараторов (ГС) №1, №2, через СППК сбрасываются на факельную линию высокого давления (ФВД). При повышении давлений в аппаратах и срабатываний предохранительных клапанов, излишки газа с газосепаратора (ГС) №3, из концевой сепарационной установки (КСУ), из буферной емкости (БЕ-100) через СППК сбрасывается на факельную линию низкого давления (ФНД).

Отделившаяся пластовая вода из нижней части ОГН-100 №1 и ОГН-100 №2 в автоматическом режиме сбрасывается в РВС системы ППД, через ОГВ-25 №1 и ОГВ-25 №2.

Отделение подтоварной воды от подготовленной нефти происходит путем отстоя в одном из резервуаров. Отделившаяся подтоварная вода из нижней части резервуара с помощью сифонного крана дренируется в ЕП - 25, далее через ОГВ-25 №1, №2 и ФКНС в РВС системы ППД с дальнейшей закачкой рабочего агента в нагнетательные скважины.

Принципиальная существующая схема установки подготовки нефти месторождения Каратобе Южное приведен на рисунке 1.3.



В проектный период 2026-2051 годы ожидается ввод из бурения добывающих скважин в кол-ве 3-единиц (№113 (2026), №117 и №115 (2027), №118 (2029), №119 (2030) и №120 (2031)). Рекомендуется подземная прокладка выкидных трубопроводов, ниже глубины промерзания грунта. Выкидные трубопроводы проектных добывающих скважин будет подключаться к проектной АГЗУ. Подключить трубопровод Ø159мм 210м от проектной АГЗУ-3 до НГС.

В таблице 1.11 технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Каратобе Южное.

Таблица 1.11— Технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Каратобе Южное

п/п	№ АГЗУ	№ скважин	Год ввод из бурения	Диаметр и толщина стенок трубопровода, мм	Протяженность выкидной линии проектных добывающих скважин, м	Материальное исполнение трубопровода
1	Проектный АГЗУ -3	113	2026	114х5	810	сталь
2		117	2027	114х5	1070	сталь
3		115	2027	114х5	730	сталь
4		118	2029	114х5	1090	сталь
5		119	2030	108х6	810	сталь
6		120	2031	108х6	1120	сталь

Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Каратобе Южное представлена приведена на рис 1.4.

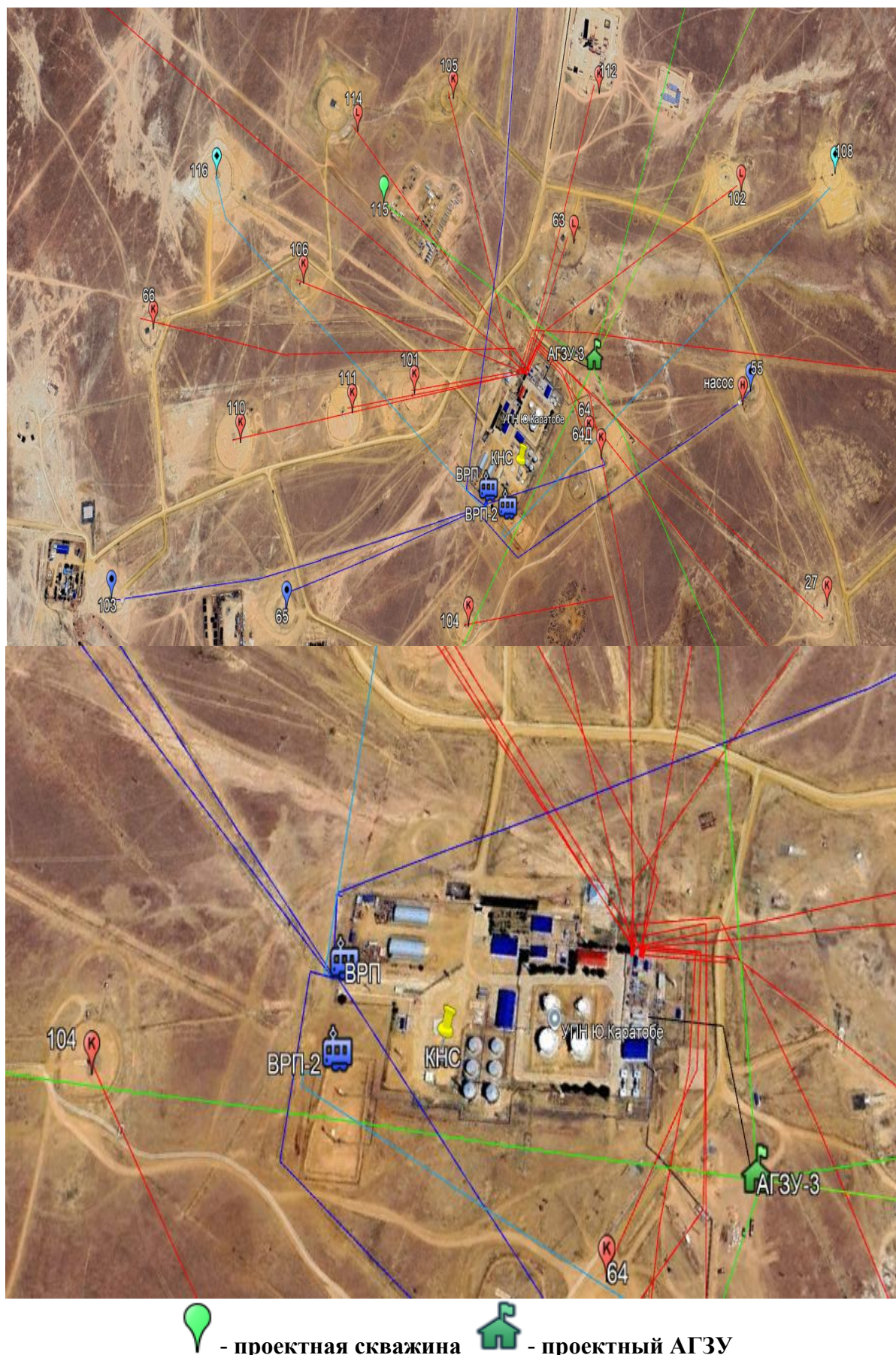


Рисунок 1.4- Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Каратобе Южное

Технологические потери нефти

Норматив технологических потерь нефти по месторождению Каратобе Южное составляет – 0,1906525 %, по газу – 0,027 %, куда входят:

По нефти:

- Потери нефти от утечек паровой фазы через уплотнения насосов, фланцевые соединения, сальниковые уплотнения запорной арматуры;
- Потери от уноса капельной нефти потоками сточных вод в процессе подготовки нефти до товарного качества;
- Потери от испарения нефти
 - Технологические потери от испарения при подготовке нефти;
 - Технологические потери от испарения товарной нефти при хранении;
 - Технологические потери от испарения товарной нефти при транспортировке по нефтепроводу.

По газу:

- Потери газа от утечек через неплотности соединений и уплотнений;
- Потери газа из линейных частей газопроводов;
- Технологические потери при обслуживании предохранительных клапанов.

1.6 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Правительство РК отводит одно из важнейших мест в области использования ресурсов вопросу утилизации попутного газа.

Сжигание попутного газа является нарушением, т.к. значительно ухудшает экологическую обстановку, а также в условиях нехватки энергоресурсов создает серьезную социальную проблему.

Попутный газ месторождения Каратобе Южное используется на:

- Подогреватель ПП-1,6АМ (1-раб, 1-резерв) (для подогрева нефти);
- Котельная установка «ERENSAN» (1-раб, 1-резерв) (для отопления УПН);
- Котельная установка «BUDERUS» (1-раб, 1-резерв) (для отопления и горячее водоснабжения вахтового городка);
- Газотурбинные электростанции ПАЭС-2500 - 7 единиц (выраб электроэнергии на жилищно-бытовые нужды и по ЛЭП-35кВ входит в общую энергетическую сеть Актюбинской области);
- Поселок Жаркамыс (поставка газа ежегодно в объеме 3,8 млн м³);
- ТОО «IC Petroleum» (поставка на производственные объекты ТОО в V-3,467 млн м³).

Схема утилизации сырого газа месторождения Каратобе Южное представлена на рисунке 1.5.



Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Каратобе Южное представлен в таблице 1.12-1.14.

Таблица 1.12- Баланс добычи и распределения нефтяного газа (1-вариант)

Добыча нефти и газа/Объекты потребления газа	Кол-во оборудования, ед.	Число часов работы, ч/сутки	Расход газа, м³/ч	Количество суток работы, сут	Объем газа, млн. м³																								
					2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Добыча газа (V ₁)					46,0	46,8	44,4	40,6	37,1	34,5	32,6	31,1	29,6	28,2	27,1	26,0	25,2	24,2	23,6	22,9	22,2	21,5	21,0	20,4	20,1	19,7	19,0	18,1	17,4
Технологические потери					0,012	0,013	0,012	0,011	0,010	0,009	0,009	0,008	0,008	0,008	0,007	0,007	0,007	0,007	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Собств. нужды месторождения (V ₁), в т.ч.					4,9455	4,9455	4,9498	4,9455	4,9455	4,9455	4,9498	4,9455	4,9455	4,7950	4,7986	4,7986	4,5322	4,5322	4,5351	4,5322	4,5322	4,5322	4,5351	4,5322	4,5322	4,5322	4,5351	4,5322	4,5322
ПП-1,6 АМ (1 в работе, 1 рез) (летний период)	1	24	104	180	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,432	0,432	0,432	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302
ПП-1,6 АМ (1 в работе, 1 рез) (зимний период)	1	24	180	185	0,799	0,799	0,804	0,799	0,799	0,799	0,804	0,799	0,799	0,666	0,670	0,670	0,533	0,533	0,536	0,533	0,533	0,533	0,536	0,533	0,533	0,533	0,536	0,532800	0,532800
Котел "ERENSAN" (летний период)	1	24	83	39,583	0,0789	0,0789	0,0789	0,079	0,0789	0,0789	0,0789	0,079	0,0789	0,0789	0,0789	0,0789	0,0789	0,0789	0,0789	0,0789	0,0789	0,0789	0,0789	0,0789	0,0789	0,0789	0,0789	0,0789	0,0789
Котел "ERENSAN" (зимний период)	1	24	127	182,5	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556
Котел "Buderus" (летний период)	1	24	217	39,58	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206
Котел "Buderus" (зимний период)	2	24	326	182,5	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856
Газотурбинная электростанция "ПАЭС-2500" (летний период)	7	24	546,95495	180	16,540	16,904	15,688	13,796	12,109	10,997	9,900	9,147	8,415	7,776	7,254	6,701	7,172	6,713	6,376	6,039	5,702	5,304	5,082	4,821	4,666	4,925	4,640	4,164	3,804
Газотурбинная электростанция "ПАЭС-2500" (зимний период)	7	24	548	185	17,032	17,467	16,249	14,297	12,525	11,038	10,281	9,448	8,711	8,081	7,500	6,953	7,406	6,945	6,628	6,249	5,886	5,594	5,303	5,008	4,833	5,184	4,796	4,316	3,996
Поставка на Жарыкамыс					3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800
Поставка на IC Petroleum					3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	1,000	1,000	1,000	1,000
При эксплуатации и технол. оборудовании (V ₇)					0,233	0,233	0,234	0,233	0,233	0,233	0,234	0,233	0,233	0,233	0,234	0,233	0,233	0,233	0,234	0,233	0,233	0,233	0,234	0,233	0,233	0,233	0,234	0,233	0,233

Дежурная горелка ФНД	1	24	1,2	365	0,010 512	0,010 512	0,010 541	0,010 512	0,010 512	0,010 512	0,010 541	0,010 512	0,010 512	0,010 541	0,010 512	0,010 512	0,010 512	0,010 512	0,010 541	0,010 512	0,010 512	0,010 512	0,010 541	0,010 512	0,010 512	0,010 541	0,010 512	0,010 512
Продувка ФНД	1	24	25,434	365	0,222 802	0,222 802	0,223 412	0,222 802	0,222 802	0,222 802	0,223 412	0,222 802	0,222 802	0,223 412	0,222 802	0,222 802	0,222 802	0,222 802	0,223 412	0,222 802	0,222 802	0,222 802	0,223 412	0,222 802	0,222 802	0,222 802	0,223 412	0,222 802

Таблица 1.13 - Баланс добычи и распределения нефтяного газа (2-вариант рекомендуемый)

Кол-во обору- до- вания , ед.	Числ о часов работ ы, ч/сут ки	Расход газа, м³/ч	Количес тво суток работы, сут	Объем газа, млн. м³																									
				2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
				49,8	49,1	45,5	40,0	38,0	33,0	31,1	29,8	29,1	28,8	28,7	28,4	28,0	27,5	26,9	26,1	25,6	25,1	24,5	23,9	23,4	22,5	21,6	20,7	20,0	19,4
				0,013	0,013	0,012	0,011	0,010	0,009	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,005	0,005	
				4,945 5	4,945 5	4,949 8	4,945 5	4,945 5	4,945 5	4,949 8	4,945 5	4,945 5	4,945 5	4,949 8	4,945 5	4,704 1	4,485 4	4,487 6	4,485 4	4,420 0	4,420 0	4,378 9	4,267 0	4,267 0	4,267 0	4,224 1	4,222 6	4,222 6	4,222 6
1	24	104	180	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,389	0,389	0,389	0,389	0,346	0,346	0,302	0,259	0,259	0,259	0,259	0,259	0,259	0,259 200
1	24	180	185	0,799	0,799	0,804	0,799	0,799	0,799	0,804	0,799	0,799	0,799	0,804	0,799	0,618	0,400	0,402	0,400	0,377	0,377	0,379	0,311	0,311	0,311	0,268	0,266	0,266	0,266 400
1	24	83	39,583	0,078 9	0,078 9	0,078 9	0,079	0,078 9	0,078 9	0,078 9	0,079	0,078 9	0,078 9	0,078 9	0,078 9	0,078 9	0,078 9	0,078 9	0,079	0,079	0,079	0,079	0,078 9	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,078 85
1	24	127	182,5	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556 26
1	24	217	39,58	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206 150	0,206 15
2	24	326	182,5	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,855 76
7	24	608	180	18,38 6	18,01 5	16,20 6	13,53 8	12,55 0	10,26 4	9,123	8,554	8,205	8,035	7,935	7,808	7,776	7,646	7,284	6,924	6,739	6,454	6,195	5,936	5,702	5,285	4,821	5,090	4,870	5,002 56
7	24	610,83 693	185	18,98 5	18,58 6	16,81 1	13,95 5	12,96 4	10,28 2	9,468	8,833	8,472	8,291	8,276	8,099	7,992	7,890	7,580	7,193	6,954	6,699	6,429	6,161	5,884	5,461	5,009	5,328	4,899	5,176 26
				3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800
				3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467
				0,233	0,233	0,234	0,233	0,233	0,233	0,234	0,233	0,233	0,233	0,234	0,233	0,233	0,233	0,234	0,233	0,233	0,233	0,234	0,233	0,233	0,234	0,233	0,233	0,234	0,233
1	24	1,2	365	0,010 512	0,010 512	0,010 541	0,010 512	0,010 512	0,010 512	0,010 541	0,010 512	0,010 512	0,010 512	0,010 541	0,010 512	0,010 512	0,010 512	0,010 541	0,010 512	0,010 512	0,010 512	0,010 541	0,010 512	0,010 512	0,010 54	0,010 512	0,010 512	0,010 512	
1	24	25,434	365	0,222 802	0,222 802	0,223 412	0,222 802	0,222 802	0,222 802	0,223 412	0,222 802	0,222 802	0,222 802	0,223 412	0,222 802	0,222 802	0,222 802	0,222 802	0,222 802	0,222 802	0,222 412	0,222 802	0,222 802	0,222 802	0,222 802	0,223 412	0,222 802	0,222 802	0,222 802

Таблица 1.14 - Баланс добычи и распределения нефтяного газа (3-вариант)

Добыча нефти и газа/Объекты потребления газа	Кол- во обору- до- вания , ед.	Числ о часов работ ы, ч/сут ки	Расхо д газа, м³/ч	Количес тво суток работы, сут	Объем газа, млн. м³																				
					2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Добыча газа (V _г)					48,0	47,9	44,5	44,4	44,3	44,2	40,9	36,4	34,9	34,1	34,8	33,8	32,0	30,4	29,4	28,4	27,1	25,9	24,6	23,4	22,6
Технологические потери					0,013	0,013	0,012	0,012	0,012	0,012	0,011	0,010	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,008	0,008	0,008	0,007	0,007	0,007	0,006	0,006
Собств. нужды месторождения (V _н), в т.ч.					4,945 5	4,945 5	4,949 8	4,945 5	4,945 5	4,945 5	4,949 8	4,945 5	4,945 5	4,795 0	4,798 6	4,798 6	4,798 6	4,798 6	4,798 6	4,798 6	4,798 6	4,532 2	4,535 1	4,532 2	4,532 2
ПП-1,6 АМ (1 в работе, 1 рез) (летний период)	1	24	104	180	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,432	0,432	0,432	0,432	0,432	0,432	0,432	0,432	0,302	0,302	0,302	0,302
ПП-1,6 АМ (1 в работе, 1 рез) (зимний период)	1	24	180	185	0,799	0,799	0,804	0,799	0,799	0,799	0,804	0,799	0,799	0,666	0,670	0,670	0,670	0,670	0,670	0,670	0,670	0,533	0,536	0,533	0,533
Котел "ERENSAN" (летний период)	1	24	83	39,583	0,078 9	0,078 9	0,078 9	0,079	0,078 9	0,078 9	0,078 9	0,079	0,078 9	0,078 9	0,078 9	0,078 9	0,078 9	0,078 9	0,078 9	0,078 9	0,078 9	0,078 9	0,078 9	0,078 9	0,078 9
Котел "ERENSAN" (зимний период)	1	24	127	182,5	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556
Котел "Buderus" (летний период)	1	24	217	39,58	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206
Котел "Buderus" (зимний период)	2	24	326	182,5	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856	2,856

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Газотурбинная электростанция "ПАЭС-2500" (летний период)	7	24	578,5 328	180	17,49 5	17,45 5	15,72 5	15,75 8	15,66 4	15,87 6	13,97 1	11,76 3	11,04 8	10,73 1	11,03 8	10,55 4	9,677	8,921	9,101	8,649	8,002	7,539	6,915	6,315	5,936
Газотурбинная электростанция "ПАЭС-2500" (зимний период)	7	24	580	185	18,02 6	18,02 6	16,29 2	16,22 4	16,12 8	15,89 6	14,49 7	12,14 1	11,40 6	11,06 4	11,45 3	10,92 8	9,996	9,192	9,468	8,932	8,258	7,779	7,140	6,553	6,133
Поставка на Жарыкамыс					3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800
Поставка на IC Petroleum					3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000
При эксплуатации технол. оборудования (V7)					0,233	0,233	0,234	0,233	0,233	0,233	0,234	0,233	0,233	0,233	0,234	0,233	0,233	0,233	0,234	0,233	0,233	0,233	0,234	0,233	0,233
Дежурная горелка ФНД	1	24	1,2	365	0,010 512	0,010 512	0,010 541	0,010 512	0,010 512	0,010 512	0,010 541	0,010 512	0,010 512	0,010 512	0,010 541	0,010 512	0,010 512	0,010 512	0,010 541	0,010 512	0,010 512	0,010 512	0,010 541	0,010 512	0,010 512
Продувка ФНД	1	24	25,43 4	365	0,222 802	0,222 802	0,223 412	0,222 802	0,222 802	0,222 802	0,223 412	0,222 802	0,222 802	0,222 802	0,223 412	0,222 802	0,222 802	0,222 802	0,223 412	0,222 802	0,222 802	0,222 802	0,223 412	0,222 802	0,222 802

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 месторождений Каратобе Южное Актюбинской области Байганинский район представлены по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции Карауылкелди за 2025 г.

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 (XII)	-8,6 ⁰ С
Средняя минимальная температура воздуха самого жаркого месяца (VIII)	+31,9 ⁰ С
Годовое количество осадков за холодный период года (XI-III)	126,0 мм
Годовое количество осадков за теплый период года (IV-X)	87,3 мм

Таблица 2.2- Средняя температура воздуха за месяц и за год, 0С

Год	Макс Скор.	штиль	Сред. Скор.	Повторяемость направлений в процентах и средней скорости по узлам															
				С		СВ		В		ЮВ		Ю		ЮЗ		З		СЗ	
2025	21м/с	257	2,2 м/с	7	2,0	9	2,2	15	2,3	21	2,3	12	2,6	13	2,6	13	2,4	10	2,3

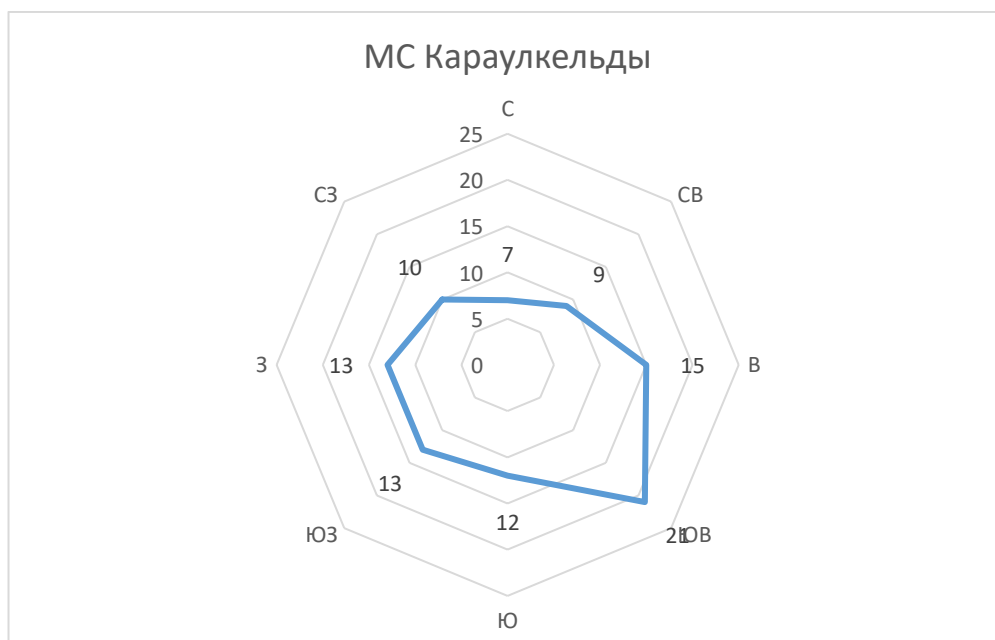


Рисунок 2.1– Роза ветров

2.2 Современное состояние атмосферного воздуха

Для ТОО «Казахтуркмунай» в соответствии с требованиями природоохранного законодательства РК специалистами ТОО «Азия Incorporated» 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 Каратобе Южное 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 (ПДК_{м.р.}), установленных для населенных мест.

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

Таблица 2.3- Результаты измерений атмосферного воздуха, проведенных на границе санитарно-защитной зоны

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация I квартал	Норма предельно допустимых концентраций (максимально разовых, миллиграмм на кубический метр)	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность
СЗЗ север	Азота диоксид	0,0221	0,2	не превышает
	Азота оксид	0,0222	0,2	не превышает
	Углерод оксид	1,49	5,0	не превышает
	Сера диоксид	0,018	0,5	не превышает
	Сажа	0,04	0,15	не превышает
	углеводороды C ₁ -C ₅	15	50,0	не превышает
	углеводороды C ₆ -C ₁₀	5,0	30,0	не превышает
СЗЗ восток	Азота диоксид	0,0230	0,2	не превышает
	Азота оксид	0,0219	0,2	не превышает
	Углерод оксид	1,56	5,0	не превышает
	Сера диоксид	0,011	0,5	не превышает
	Сажа	0,02	0,15	не превышает
	углеводороды C ₁ -C ₅	19	50,0	не превышает
	углеводороды C ₆ -C ₁₀	4,0	30,0	не превышает
СЗЗ юг	Азота диоксид	0,0217	0,2	не превышает
	Азота оксид	0,0226	0,2	не превышает
	Углерод оксид	1,33	5,0	не превышает
	Сера диоксид	0,020	0,5	не превышает
	Сажа	0,01	0,15	не превышает
	углеводороды C ₁ -C ₅	12	50,0	не превышает
	углеводороды C ₆ -C ₁₀	5,3	30,0	не превышает
СЗЗ запад	Азота диоксид	0,0231	0,2	не превышает
	Азота оксид	0,0198	0,2	не превышает
	Углерод оксид	1,21	5,0	не превышает
	Сера диоксид	0,025	0,5	не превышает
	Сажа	0,02	0,15	не превышает
	углеводороды C ₁ -C ₅	17	50,0	не превышает
	углеводороды C ₆ -C ₁₀	4,3	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

Гидрографическая сеть площади с постоянно текущими водами представлена рекой Эмба, протекающей западнее от района работ на расстоянии 18 км.

Река имеет постоянный водоток и хорошо выработанную широкую долину. Долина реки довольно широкая, от 1-2 км на северо-востоке до 5-6 км на юго-западе. Ширина русла колеблется от 30 до 250 м, ширина живой струи 15-30 м. На всем протяжении река имеет небольшую (порядка 0,5-0,8 м) глубину, дно песчанистое. В отдельных местах у обрывистых берегов наблюдаются значительные глубины до нескольких метров с заиленным дном. Скорость течения реки 0,5-0,8 м/сек.

По реке Эмба прослеживается пойма и три надпойменные террасы. Пойма хорошо выражена, песчаная, возвышается над уровнем воды на 0,5-1,0 м. Первая надпойменная терраса развита широко, высота ее от 4 до 10 м. Третья надпойменная терраса развита как на левом, так и на правом берегах реки Эмбы. Высота террасы местами достигает 20 м.

По гидрологическому режиму Эмба представляет собой равнинную реку снегового таяния с кратковременным весенним половодьем и незначительным, вплоть до отсутствия, стоком в период летне-осенней и зимней межени.

Основная фаза водного режима - весеннее половодье. В этот период проходит 90-95% годового стока. Подъем уровня воды начинается в апреле. Летне-осенняя межень наступает обычно в конце мая. Зимняя межень низкая, вплоть до промерзания.

Справа в реку Эмба впадает река Темир и протекает около 16 км на запад от месторождения Каратобе Южное. Длина реки 213 км.

Подземные воды района с утвержденными для водоснабжения запасами приурочены к Эмбенскому артезианскому бассейну, в пределах которого подземные воды, в основном, надежно защищены от внешнего воздействия окружающей среды. Подземные воды, на рассматриваемой территории, выделяются в несколько самостоятельных водоносных горизонтов с разной глубиной залегания, например, воды альба залегают сравнительно не глубоко-5,6м, водоносный горизонт современных аллювиальных отложений имеет глубину залегания 2-4м.

Дождевые осадки играют незначительную роль в питании водотоков, дополняя только талый сток в период половодья. Поверхностный сток формируется, главным образом, за счет талых вод. Дождевые паводки здесь явление редкое, по объему стока они незначительны.

Грунтовые воды в пределах участка в период проведения инженерно-геологических изысканий скважинами не вскрыты до глубины 15.0 м от дневной поверхности.

Расстояние от близлежащей месторождения Каратобе Южное до р.Жем (Эмба) согласно координатам, полученным данным от недропользователя составляет 3,13 км, что соответствует Экологическому Кодексу РК глава 19 «Экологические требования при осуществлении хозяйственной и иной деятельности в государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря» ст.273.



Рис 2.1– Карта-схема расположения участка и расстояния до водного объекта

2.4 Почвенный покров

Описываемая территория по почвенно-географическому районированию относится к Прикаспийской провинции подзоны бурых почв северной пустыни. Аридность климатических условий территории, широкое распространение засоленных почвообразующих пород обуславливают низкую гумусированность почв, слабую выщелоченность от карбонатов и легкорастворимых солей, повышенную щелочность почвенных растворов и широкое проявление процессов солонцевания почв.

Почвы района обладают низким агроэкологическим потенциалом, непригодны для земледелия без орошения и могут использоваться только в качестве малопродуктивных пастбищных земель. Отсутствие задернованности поверхностных горизонтов, слабая гумусированность и засоленность почв определяют их низкую природную устойчивость и легкую ранимость под влиянием антропогенных воздействий.

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

Рассматриваемая территория в основном формируются сообщества с доминированием плотнодерновинных злаков: типчака (*Festuca valesiaca*, *F. beckerii*) и ковыля-тырсы (*Stipa sareptana*). Субдоминантами выступают дерновинные злаки (*Stipa*

capillata, Koeleria gracilis, Agropyron fragile) и полыни (Artemisia lerchiana, A.austriaca). В составе сообществ часто присутствует значительная доля ксерофитного пустынно-степного разнотравья (Potentilla bifurca, Dianthus lptopetalus, Linosyris tatarica, Taracetum millefolium). В оврагах и логах присутствует ярус кустарников с доминированием таволги (Spiraea hypericifolia), караганы кустарниковой (Caragana frutex).

Эти сообщества отличаются высокой видовой насыщенностью. На светло-каштановых супесчаных почвах преобладают тырсово-ковыльковые (Stipa lessindiana, S.capillata), еркеково-тырсиновые (Stipa sareptana, Agropyron fragile), житняково-тырсиновые (Stipa sareptana, Agropyron cristatum) сообщества. На эродированных и перевыпасаемых участках в этих сообществах доминирует полынь Лерховская (Artemisia lerchiana). Видовое разнообразие сообществ низкое 8-10 видов. Из разнотравья обычны молочай Сегиеровский (Euphorbia sequierana), цмин песчаный (Helishrisum arenarium), полынь песчаная (Artemisia arenaria), тысячелистник обыкновенный и тысячелистник мелкоцветковый (Achillea millefolium). К полугидроморфным местообитаниям в понижениях рельефа приурочены лугово-степные сообщества: вострецовые (Agropyron ramosum), пырейные (Elytrigia repens) с разнотравьем (Galium verum, Thalictrum minus, Tragopogon stepposum). В весенний период в степных экосистемах развита синюзия эфемеров (Poa bulbosa, Ceratocephalus orthoceras, Lappula patula).

Мероприятия по сохранению растительных сообществ

При хозяйственном освоении пустынных территорий часто возникают трудности из-за выдувания слабоустойчивых грунтов и песчаных заносов. Это особенно ощутимо сейчас, когда с освоением новых месторождений нефти и газа в рассматриваемом районе темпы освоения расширяются. Столь интенсивному развитию процессов дефляции способствуют жаркий засушливый климат, весьма малое количество атмосферных осадков и ветровой режим. Следует учесть, что на месторождении Каратобе Южное имеет место деградация растительного покрова в результате проведенных работ по поискам нефти на этой территории и разработки ближайших нефтяных месторождений.

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

- свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;
- рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны при строительстве. Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования;
- снятие и сохранение плодородного почвенного слоя для последующего использования его при рекультивационных работах;
- не допускать расширения дорожного полотна;
- осуществить профилактические мероприятия, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при производстве работ;
- не прокладывать дорогу по соровым участкам (особенно по их кромке);
- исключить использование несанкционированной территории под хозяйственные нужды.

С целью контроля и оценки происходящих изменений состояния окружающей среды, прогноза их дальнейшего развития и оценки эффективности применяемых природоохранных мероприятий предусмотрено ведение производственного мониторинга.

2.6 Животный мир

Животный мир исследуемой территории богат и разнообразен, и представлен 2 видами земноводных, 20 видами пресмыкающихся, 227 видами птиц 40 видами млекопитающих.

Фауна земноводных и пресмыкающихся обеднена в силу экологических условий. Так, с одной стороны это бедность территорий поверхностными водами и засоленные твердые суглинки с галькой и с другой стороны – это резко континентальный климат в сочетании с выровненным рельефом, усугубляющим суровость климата, особенно во время зимовок. Земноводные в исследуемом районе представлены двумя видами жаб – зеленой и серой и озерной лягушкой. Способность жаб переносить значительную сухость воздуха, использовать для икрометания временные водоемы и ночной образ жизни позволяют им заселить территорию, удаленную от водоемов. Пресмыкающиеся представлены 15 видами, что составляет 30,6% от герпетофауны Республики Казахстан.

Из широко распространенных видов на участках, прилегающих к месторождению, т.е. на участках со слабым антропогенным воздействием, наиболее многочисленными из ящериц являются степная агама, такырная круглоголовка и разноцветная ящурка. Из змей наиболее многочисленны обыкновенный и водяной уж и узорчатый полоз. Таким образом, исследуемая территория заселена пресмыкающимися и земноводными неравномерно.

Орнитофауна территории экологических изысканий весьма разнообразна и насчитывает около 203 видов птиц, что составляет 41,4% орнитофауны республики.

Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на животный мир

Охрана окружающей среды и предотвращение ее загрязнения в процессе строительства сводится к определению предполагаемого воздействия на компоненты окружающей природной среды (в т.ч. животный мир), разработке природоохранных мероприятий, сводящих к минимуму возможное воздействие.

Охране подлежат не только редкие, но и обычные, пока еще достаточно распространенные животные.

Процессы строительства характеризуются высокими темпами работ, минимальной численностью одновременно занятых строителей, минимизацией монтажных операций на площадках, высокой квалификацией персонала, минимальной площадью земель, отводимых во временное пользование для технологических и социальных нужд строителей на время работ, оптимизация транспортной схемы и др.

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.

Следует предусмотреть мероприятия, ограничивающие контакты обслуживающего персонала с носителями переносчиков опасных заболеваний, обращая внимание на расположение особо крупных колоний этих животных.

Необходимо обратить особое внимание на снижение отрицательного воздействия на особо охраняемые виды животных, занесенных в Красную книгу РК. В частности, пропагандировать среди обслуживающего персонала недопустимость отлова и уничтожения пресмыкающихся. Предотвратить фактор беспокойства для птиц в гнездовой период. Проводить разъяснительную работу о предотвращении разорения легкодоступных гнезд и необходимости охраны хищных птиц.

При условии выполнения всех природоохранных мероприятий влияние от реализации проекта строительства склада можно будет свести к минимуму.

3 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТЕРРИТОРИЙ

3.1 Социально-экономические условия района

Обязательным при разработке Отчета о возможных воздействиях является рассмотрение социально-демографических показателей, санитарно-гигиенических условий проживания населения в регионе проведения работ.

Месторождение Каратобе Южное находится в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан.

В топографическом 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.

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 Актюбинской 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
Актюбинская 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	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		
		мужчин ы	женщин ы	оба пола	в том числе		оба пола	в том числе	
					мужчин ы	женщин ы		мужчин ы	женщин ы
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 Каратобе Южное» расположенный в Актыбинской 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.

1 вариант. Оценивает перспективы разработки объекта при сохранении существующей системы разработки.

Эксплуатация добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок ШГН и УЭЦН. В целом по месторождению фонд добывающих скважин составляет 19 ед., фонд нагнетательных скважин 7 ед. Плотность сетки 23,1 га/скв. С целью использования потенциала пробуренного фонда скважин предусмотрен ряд ГТМ:

- ✓ В 2026г ввод из бездействия скважины №27;
- ✓ В 2026г планируется перевод добывающей скважины №116 под нагнетание;
- ✓ В 2026г планируется проведение повторного ГРП в добывающих скважинах №№63, 66;

2 вариант. Предусматривается разработка месторождения с внутриконтурным заводнением в виде продольного разрезающего ряда из четырех нагнетательных скважин и сводовым заводнением с помощью двух нагнетательных скважин. В общей сложности запланировано бурение 6 добывающих скважин с ГРП в период 2026-2031гг с целью уплотнения сетки скважин, также проведение ряд ГТМ: ввод из бездействия 1 добывающей скважины, перевод под нагнетание 2-ух добывающих скважин, проведение ГРП в 7 добывающих скважинах

В целом по месторождению фонд добывающих скважин составляет 22 ед., фонд нагнетательных скважин 7 ед. Плотность сетки скважин 20,7 га/скв. Эксплуатация проектных добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок УЭЦН.

3 вариант. Разработка месторождения будет осуществляться с организацией систем очагового и площадного заводнения. Предусматривается уплотнение сетки скважин путем бурения 11 добывающих и 3 нагнетательных скважин с ГРП с 2026 по 2036г и проведения

ряда ГТМ: ввод из бездействия 1 скважины, перевод под нагнетание 5 добывающих скважин и ГРП на 4 добывающих скважинах..

В целом по месторождению фонд добывающих скважин составляет 24 ед., фонд нагнетательных скважин 13 ед. Плотность сетки скважин 16,2 га/скв. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок УЭЦН.

Таблица 4.1 - Адресная программа геолого-технических мероприятий, 1 вариант

Направление	Мероприятие	Год	2026	2027
Бурение скважин	Бурение нагнетательной скважины №117	2026		
	Бурение эксплуатационной скважины №113, 115	2027		
ГТМ по добывающему фонду	ГРП на добывающей скважине №063	2026		
	ГРП на добывающей скважине №066	2026		
	Ввод из бездействия скважины №27	2026		
ГТМ по нагнетательному фонду	Перевод под закачку скважины №116	2026		

Таблица 4.2 - Адресная программа геолого-технических мероприятий, 2 вариант (рекомендуемый)

Направление	Мероприятие	Год	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Бурение скважин	Бурение эксплуатационной скважины №113	2026						
	Бурение эксплуатационной скважины №117	2027						
	Бурение эксплуатационной скважины №115	2027						
	Бурение эксплуатационной скважины №118	2029						
	Бурение эксплуатационной скважины №119	2030						
	Бурение эксплуатационной скважины №120	2031						
ГТМ по добывающему фонду	ГРП на добывающей скважине №063	2026						
	ГРП на добывающей скважине №066	2026						
	Ввод из бездействия скважины №27	2026						
	ГРП на добывающей скважине №110	2027						
	ГРП на добывающей скважине №106	2028						
	ГРП на добывающей скважине №101	2029						
	ГРП на добывающей скважине №112	2030						
	ГРП на добывающей скважине №105	2031						
ГТМ по нагнетательному фонду	Перевод под закачку скважины №116	2026						
	Перевод под закачку скважины №108	2028						

Таблица 4.3- Адресная программа геолого-технических мероприятий, 3 вариант

Направление	Мероприятие	Год	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Бурение скважин	Бурение нагнетательной скважины №121	2026											

	Бурение эксплуатационной скважины №115	2027											
	Бурение эксплуатационной скважины №113, 117	2029											
	Бурение эксплуатационной скважины №124,125	2030											
	Бурение эксплуатационной скважины №126	2031											
	Бурение эксплуатационной скважины №120	2033											
	Бурение эксплуатационной скважины №118,119	2034											
	Бурение нагнетательных скважины №128,129	2035											
	Бурение эксплуатационной скважины №122,123	2036											
	Бурение эксплуатационной скважины №122,123	2036											
ГТМ по добывающему фонду	Ввод из бездействия скважины №27	2026											
	ГРП на добывающей скважине №101	2026											
	ГРП на добывающей скважине №063	2027											
	ГРП на добывающей скважине №066	2027											
	ГРП на добывающей скважине №106	2028											
ГТМ по нагнетательному фонду	Перевод под закачку скважины №115 и 116	2028											
	Перевод под закачку скважины №124 и 125	2032											
	Перевод под закачку скважины №126	2033											

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 желательно применение мобильных буровых установок с повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении Каратобе Южное более полно отвечает буровая установка ZJ-40, 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.

Организованные источники:

- Источник №0001 электрогенератор с дизельным приводом АД-200 (*аналог АД-100, ДЭС-30, ЯМЗ-100*)

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, выбросы пыли, образуемой при подготовке площадки
- Источник №6002, выбросы пыли, образуемой при работе бульдозера
- Источник №6003, выбросы пыли, образуемой при работе автосамосвала
- Источник №6004, выбросы пыли, образуемой при уплотнении грунта катками
- Источник №6005-01, резервуар для дизельного топлива

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха *при бурении* скважины являются:

Организованные источники:

- Источник №0002-01 электрогенератор с дизельным приводом VOLVO PENTA 1641
- Источник №0003-01 буровой насос с дизельным приводом CAT 3512 (*аналог Shidong 190*)
- Источник №0004 электрогенератор с дизельным приводом CAT C18
- Источник №0005 осветительная мачта с дизельным приводом CPLT M12
- Источник №0006 паровой котел Вега 1,0-0,9 ПКН (*аналог INDUSTRIAL COMBUSTION MODEL KL-84*)
- Источник №0007 цементирувочный агрегат
- Источник №0008 передвижная паровая установка (ППУ)
- Источник №0009 Электрогенератор с дизельным приводом вахтового поселка

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-02, резервуар для дизельного топлива
- Источник №6006-01 сварочный пост
- Источник №6007 насосная установка для перекачки дизтоплива
- Источник №6008 емкость для бурового шлама
- Источник №6009 блок приготовления бурового раствора

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

Организованные источники:

- Источник №0010 Силовая установка с дизельным приводом
- Источник №0011 электрогенератор с дизельным приводом VOLVO PENTA 1641
- Источник №0012 Осветительная мачта с дизельным приводом

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-03, резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6010 эксплуатационная скважина
- Источник №6011 нефтесепаратор
- Источник №6012 насосная установка для перекачки нефти

В целом по территории месторождения выявлено:

при строительно-монтажных работах – 6 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 1, неорганизованных - 5;

при бурении скважин - 20 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 8, неорганизованных - 5;

при освоении скважин - 7 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 3, неорганизованных - 4.

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:

0001-0003 -Дизельная электростанция (ДЭС) – резерв
0004-0005 Печь подогрева ПП-1,6
0006-0007 (001) Котельная «Erensan» (на газу)
0006-0007 (002) Котельная «Erensan» (ДТ) (резервная)
0008 Котельная «Buderus»
0009 Котельная «Buderus» резервная
0010-001 Дежурная горелка Факела
0010-002 Продувка Факела
0011-001 Дежурная горелка Факела
0011-002 Продувка Факела
0011-003 ФНД при техническом обслуживании и ремонтных работах
0012-0013 Бытовой котел (демонтаж)
0014-0024 Емкость для нефти (Отстойник)
0025-0026 Сапун от ГПЭС (резервная)
0027 ДЭС «Watt Stream» (резервная),
0028 Силовой привод
0029 ДЭС «САТ Olimpien»
0030 Продувочная свеча
0031-0037 ГТЭС
0038-Дизельная электростанция (ДЭС)

Неорганизованные источники:

6001-6004 РВС
6005, ОЗНА-Массамер 400-10 УХЛ-1
6006 ОЗНА-Массамер 400-10 УХЛ-1
6007,6008 Блок дозирования реагентов БДР 25/2
6009 КСУ
6010-6011 НГС
6012-6013 ГС 2-1,6-1600-1-В 8м³
6014 ГС 2-1,6-1600-1-В 1,6м³
6015-6017 Буферная емкость
6018, Насосная ЦНС 60-330
6019-6020 Насосная ЦНС 105-490
6021-6022 Насосная ЦНС 60-99
6023 Нефтяной насос НБ-125
6024-6025 Насосная ЦНС 60-99
6026-6027 Насос Ш40-4-19,5/4Б-13
6028-6033 Емкость для дренажа
6034 Газорегуляторный пункт ГРПШ-13
6035 Газорегуляторный пункт ГРПШ-13
6036-6037 Газосепаратор СЦВ-8Г
6038-6039 Газорегуляторный пункт ГРПШ-13
6040 Дренажные емкости
6041 Газопровод УПН Каратобе -С.Жаркамыс
6042 Газопровод УПН Каратобе
6043 Газопровод старый вахтовый городок

6044 ППУ
6045 АДПМ-120/150
6046 Передвижной сварочный пост
6047 Пост покраски Краска ПФ-115
6048 Буровая вышка
6049 Шламонакопители
6050 Нефтеналивная эстакада
6051-6052 (001) АЗС (дизельное топливо)
6053-6054 (002) АЗС (бензин)
6055-6064 Технологические емкости для нефти 50м³
6065 Технологические емкости для нефти 25м³
6066 Сварочный пост
6091-Утечки от ЗРА и ФС
6067-6085 Эксплуатационные скважины
По 1 варианту 6067-6085 Скважина
2025г-17
2026г-17
2027г-19
2028г-19
2029г-19
2030г-19
2031г-19
2032г-19
2033г-19
2034г-19
2035г-19
По 2 варианту 6067-6088 Скважина
2025г-17
2026г-18
2027г-20
2028г-19
2029г-20
2030г-21
2031г-22
2032г-22
2033г-22
2034г-22
2035г-22
По 3 варианту 6067-6090 Скважина
2025г-17
2026г-18
2027г-19
2028г-17
2029г-19
2030г-21
2031г-22
2032г-20
2033г-20
2034г-22
2035г-22

В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 128 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 38, неорганизованных - 90.

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 варианту разработки** предусматривается бурение трех вертикальных скважины 113, 115, 117 проектной глубиной 3000 м. строительство резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м. Сводные таблицы приведены в таблице 4.4-4.5.

Сводные таблицы при эксплуатации за 2026-2035гг месторождения Каратобе Южное при реализации проекта по первому варианту разработки приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.4 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве вертикальной скважины №№113, 115, 117 проектной глубиной 3000 м

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	0,00364	0,001573	0,004719	0,039325
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,000384	0,000166	0,000498	0,166
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	2,71472000001	16,0464	48,1392	401,16
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	3,45608600001	20,48665	61,45995	341,444167
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,49311	2,64595	7,93785	52,919
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	1,00430162	5,85720072	17,5716022	117,144014
0333	Сероводород		0,008			2	0,0001597	0,000012	0,000036	0,0015
0337	Углерод оксид		5	3		4	2,49415000001	14,55825	43,67475	4,85275
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,103161039	0,46925134	1,40775402	0,00938503
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,10602000001	0,628716	1,886148	62,8716
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,10602000001	0,628716	1,886148	62,8716
2754	Алканы C12-19		1			4	1,11755470001	6,3014356	18,9043068	6,3014356
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,29376	0,126933	0,380799	2,53866
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,0000949	0,000041	0,000123	0,00041
	В С Е Г О :						11,89316196	67,751295	203,25388	1052,31985

Таблица 4.5 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м

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	0,00364	0,001573	0,004719	0,039325
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,000384	0,000166	0,000498	0,166
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	2,71472000001	16,0464	48,1392	401,16

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	3,45608600001	20,48665	61,45995	341,444167
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,49311	2,64595	7,93785	52,919
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	1,00430162	5,85720072	17,5716022	117,144014
0333	Сероводород		0,008			2	0,0001597	0,000012	0,000036	0,0015
0337	Углерод оксид		5	3		4	2,49415000001	14,55825	43,67475	4,85275
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,103161039	0,46925134	1,40775402	0,00938503
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,10602000001	0,628716	1,886148	62,8716
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,10602000001	0,628716	1,886148	62,8716
2754	Алканы C12-19		1			4	1,11755470001	6,3014356	18,9043068	6,3014356
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,29376	0,126933	0,380799	2,53866
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,0000949	0,000041	0,000123	0,00041
	В С Е Г О :						11,89316196	67,751295	203,25388	1052,31985

Таблица 4.6-Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2026-2035гг по 1 варианту разработки

Ко д ЗВ	Наименование загрязняющег о вещества	Выброс вещества																			
		2026г		2027		2028г		2029г		2030г		2031г		2032г		2033г		2034г		2035г	
		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
0123	Железо (II, III) оксиды	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599
0143	Марганец и его соединения	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371
0301	Азота (IV) диоксид	5,101114386	122,821226302	5,101114386	125,221226302	5,101114386	117,701226302	5,101114386	105,861226302	5,101114386	95,221226302	5,101114386	87,141226302	5,101114386	81,461226302	5,101114386	76,581226302	5,101114386	72,021226302	5,101114386	68,101226302
0304	Азот (II) оксид	3,4822877095	29,759368299	3,4822877095	30,149368299	3,4822877095	28,927368299	3,4822877095	27,003368299	3,4822877095	25,274368299	3,4822877095	23,961368299	3,4822877095	23,038368299	3,4822877095	22,245368299	3,4822877095	21,504368299	3,4822877095	20,867368299
0328	Углерод	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918
0330	Сера диоксид	1,1481314	5,986822	1,1481314	5,986822	1,1481314	5,986822	1,1481314	5,986822	1,1481314	5,986822	1,1481314	5,986822	1,1481314	5,986822	1,1481314	5,986822	1,1481314	5,986822	1,1481314	5,986822
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00730152	0,0799006029	0,00731342	0,0752406029	0,00731342	0,0774006029	0,00731342	0,0734806029	0,00731342	0,0708406029	0,00731342	0,0686006029	0,00731342	0,0669606029	0,00731342	0,0654006029	0,00731342	0,0638006029	0,00731342	0,0622006029
0337	Углерод оксид	16,51169784	615,926698178	16,51169784	624,437314178	16,51169784	598,533514178	16,51169784	557,639827178	16,51169784	520,842040178	16,51169784	493,192501178	16,51169784	473,459119178	16,51169784	456,608365178	16,51169784	440,969776178	16,51169784	427,469911178
0342	Фтористые газообразные соединения	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002
0410	Метан (727*)	0,318393472	38,19895293	0,318393472	39,10690573	0,318393472	36,34336573	0,318393472	31,98063363	0,318393472	28,05487153	0,318393472	25,10508783	0,318393472	22,99983723	0,318393472	21,20211903	0,318393472	19,53372033	0,318393472	18,09349083
0415	Смесь углеводородов в предельных C1-C5 (	8,925848	102,992573723	8,940108	97,389423723	8,940108	99,981823723	8,940108	95,245023723	8,940108	92,080223723	8,940108	89,368223723	8,940108	87,383823723	8,940108	85,494223723	8,940108	83,536223723	8,940108	81,612223723
0416	Смесь углеводородов в предельных C6-C10	3,319353	35,452591648	3,324643	33,380641648	3,324643	34,339601648	3,324643	32,587641648	3,324643	31,417161648	3,324643	30,414081648	3,324643	29,680121648	3,324643	28,981241648	3,324643	28,257001648	3,324643	27,545441648
0501	Пентилены	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023
0602	Бензол (64)	0,0476642	0,464764022	0,0477332	0,437704022	0,0477332	0,450224022	0,0477332	0,423888022	0,0477332	0,412064022	0,0477332	0,398984022	0,0477332	0,389384022	0,0477332	0,380264022	0,0477332	0,370824022	0,0477332	0,361504022
0616	Диметилбензол	0,0402369	0,42345100656	0,0402586	0,42018100656	0,0402586	0,42411700656	0,0402586	0,41692500656	0,0402586	0,41212100656	0,0402586	0,40800500656	0,0402586	0,40499300656	0,0402586	0,40212100656	0,0402586	0,39682100656	0,0402586	0,39622900656
0621	Метилбензол (349)	0,031613	0,2920730131	0,031656	0,2750830131	0,031656	0,2829630131	0,031656	0,2685630131	0,031656	0,2589630131	0,031656	0,2507230131	0,031656	0,2447230131	0,031656	0,2389630131	0,031656	0,2330030131	0,031656	0,2271630131
0627	Этилбензол	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586
1325	Формальдегид	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586
2735	Масло минеральное нефтяное	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726
2752	Уайт-спирит (1294*)	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238
2754	Алканы C12-19	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692

2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002
		41,3618315	968,7409168	41,3815271	973,2224056	41,3815271	939,3909216	41,3815271	873,8298945	41,3815271	816,3731974	41,3815271	772,6381187	41,3815271	741,4578741	41,3815271	714,5286099	41,3815271	689,2160822	41,3815271	667,0660757

Вывод: По расчетным данным проекта на месторождении Каратобе Южное стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:

по 1 варианту разработки:

- при строительстве вертикальной скважины №№113,115,117 проектной глубиной 3000м - **203,25388м/год;**
- при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м - **203,25388м/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г – **968,7409168м/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г – **973,2224056м/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г – **939,3909216м/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г – **873,8298945м/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г – **816,3731974м/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г – **772,6381187м/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г – **741,4578741м/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г – **714,5286099м/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г – **689,2160822м/год.**
- при эксплуатации месторождения в 2035г – **667,0660757м/год.**

ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ РАЕЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ВТОРОМУ ВАРИАНТУ:

На месторождении по **II варианту разработки (рекомендуемый)** предусматривается бурение 6 вертикальных скважин №№113, 115, 117, 118, 119, 120. строительство резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м.

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

Таблица 4.7 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве вертикальной скважины №№113, 115, 117, 118, 119, 120 проектной глубиной 3000м

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	0,00364	0,001573	0,009438	0,039325
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,000384	0,000166	0,000996	0,166
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	2,71472000001	16,0464	96,2784	401,16
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	3,45608600001	20,48665	122,9199	341,444167
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,49311	2,64595	15,8757	52,919
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	1,00430162	5,85720072	35,143204	117,144014
0333	Сероводород		0,008			2	0,0001597	0,000012	0,000072	0,0015
0337	Углерод оксид		5	3		4	2,49415000001	14,55825	87,3495	4,85275
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,103161039	0,46925134	2,815508	0,00938503
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,10602000001	0,628716	3,772296	62,8716
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,10602000001	0,628716	3,772296	62,8716
2754	Алканы C12-19		1			4	1,11755470001	6,3014356	37,808614	6,3014356
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,29376	0,126933	0,761598	2,53866
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,0000949	0,000041	0,000246	0,00041
	В С Е Г О :						11,89316196	67,751295	406,507768	1052,31985

Таблица 4.8 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м

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	0,00364	0,001573	0,004719	0,039325
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,000384	0,000166	0,000498	0,166
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	2,71472000001	16,0464	48,1392	401,16
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	3,45608600001	20,48665	61,45995	341,444167
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,49311	2,64595	7,93785	52,919
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	1,00430162	5,85720072	17,5716022	117,144014
0333	Сероводород		0,008			2	0,0001597	0,000012	0,000036	0,0015
0337	Углерод оксид		5	3		4	2,49415000001	14,55825	43,67475	4,85275
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,103161039	0,46925134	1,40775402	0,00938503
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,10602000001	0,628716	1,886148	62,8716
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,10602000001	0,628716	1,886148	62,8716
2754	Алканы C12-19		1			4	1,11755470001	6,3014356	18,9043068	6,3014356
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,29376	0,126933	0,380799	2,53866
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,0000949	0,000041	0,000123	0,00041
	В С Е Г О :						11,89316196	67,751295	203,25388	1052,31985

Таблица 4.9- Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2026-2035гг по 2 рекомендуемому варианту разработки

Ко д ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества																			
		2026г		2027		2028г		2029г		2030г		2031г		2032г		2033г		2034г		2035г	
		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
0123	Железо (II, III) оксиды	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599
0143	Марганец и его соединения	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371
0301	Азота (IV) диоксид	5,101114386	134,501226302	5,101114386	132,101226302	5,101114386	121,061226302	5,101114386	104,021226302	5,101114386	97,941226302	5,101114386	82,581226302	5,101114386	76,501226302	5,101114386	72,821226302	5,101114386	70,661226302	5,101114386	69,541226302
0304	Азот (II) оксид	3,4822877095	31,657368299	3,4822877095	31,267368299	3,4822877095	29,473368299	3,4822877095	26,704368299	3,4822877095	25,716368299	3,4822877095	23,220368299	3,4822877095	22,232368299	3,4822877095	21,634368299	3,4822877095	21,283368299	3,4822877095	21,101368299
0328	Углерод	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918
0330	Сера диоксид	1,1481314	5,986822	1,1481314	5,986822	1,1481314	5,986822	1,1481314	5,986822	1,1481314	5,986822	1,1481314	5,986822	1,1481314	5,986822	1,1481314	5,986822	1,1481314	5,986822	1,1481314	5,986822
0333д	Сероводород	0,00730752	0,0797306029	0,00731932	0,0798606029	0,00731342	0,0780806029	0,00731932	0,0746606029	0,00732522	0,0733306029	0,00732522	0,0687306029	0,00732522	0,0674106029	0,00732522	0,0664506029	0,00732522	0,0658506029	0,00732522	0,0654506029
0337	Углерод оксид	16,51169784	656,331091178	16,51169784	648,139291178	16,51169784	610,011997178	16,51169784	551,260186178	16,51169784	530,192869178	16,51169784	477,344689178	16,51169784	456,553015178	16,51169784	443,737276178	16,51169784	436,185322178	16,51169784	432,463588178
0342	Фтористые газообразные соединения	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002
0410	Метан (727*)	0,318393472	42,50948483	0,318393472	41,63554483	0,318393472	37,56794463	0,318393472	31,30002333	0,318393472	29,05246223	0,318393472	23,41436823	0,318393472	21,19621403	0,318393472	19,82897033	0,318393472	19,02329213	0,318393472	18,62623993
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	8,932978	102,814603723	8,947238	102,947043723	8,940108	100,802623723	8,947238	96,698643723	8,954368	95,088673723	8,954368	89,511073723	8,954368	87,900273723	8,954368	86,738273723	8,954368	86,027073723	8,954368	85,555873723
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	3,321993	35,387101648	3,327283	35,436501648	3,324643	34,643081648	3,327283	33,125461648	3,329933	32,530161648	3,329933	30,467241648	3,329933	29,871521648	3,329933	29,441761648	3,329933	29,178641648	3,329933	29,004521648
0501	Пентилены	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023
0602	Бензол (64)	0,0476992	0,463934022	0,0477682	0,464554022	0,0477332	0,454224022	0,0477682	0,434394022	0,0478022	0,426604022	0,0478022	0,400084022	0,0478022	0,391884022	0,0478022	0,386284022	0,0478022	0,382844022	0,0478022	0,380564022
0616	Диметилбензол	0,0402477	0,42841700656	0,0402694	0,42461700656	0,0402586	0,42536100656	0,0402694	0,41912900656	0,0402803	0,41669500656	0,0402803	0,40822700656	0,0402803	0,40578300656	0,0402803	0,40401900656	0,0402803	0,40293900656	0,0402803	0,40222300656
0621	Метилбензол (349)	0,031635	0,2915530131	0,031678	0,2919630131	0,031656	0,2854430131	0,031678	0,2729630131	0,0317	0,2680830131	0,0317	0,2511630131	0,0317	0,2462830131	0,0317	0,2427230131	0,0317	0,2405630131	0,0317	0,2391630131
0627	Этилбензол (675)	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586
1325	Формальдегид	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586
2735	Масло минеральное нефтяное	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726

275	Уайт-спирит 2 (1294*)	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238
275	Алканы 4 C12-19	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692
290	Пыль 8 неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002
		41,3716753	1026,793828	41,3913708	1015,117288	41,3815271	957,1326675	41,3913708	866,6403732	41,4012236	834,0357911	41,4012236	749,9964891	41,4012236	717,6952969	41,4012236	697,6306702	41,4012236	685,7804386	41,4012236	679,7095358

Вывод: По расчетным данным проекта на месторождении Каратобе Южное стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается: **по 2 рекомендуемому варианту разработки:**

- №№113, 115, 117, 118, 119, 120 проектной глубиной 3000м - **406,507768m/год;**
- при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м - **203,25388m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г – **1026,793828m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г – **1015,117288m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г – **957,1326675m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г – **866,6403732m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г – **834,0357911m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г – **749,9964891m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г – **717,6952969m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г – **697,6306702m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г – **685,780438m/год.**
- при эксплуатации месторождения в 2035г – **679,7095358 m/год.**

ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ВТОРОМУ ВАРИАНТУ:

На месторождении по **III варианту разработки** предусматривается бурение 14 вертикальных скважин №№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129. строительство резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м.

Сводные таблицы при эксплуатации за 2025-2034гг месторождения Каратобе Южное при реализации проекта по второму варианту разработки приведены в таблице 4.12.

Таблица 4.10 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве вертикальной скважины №№113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 проектной глубиной 3000 м

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	14 скв	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,00364	0,001573	0,022022	0,039325
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,000384	0,000166	0,002324	0,166
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	2,71472000001	16,0464	224,6496	401,16
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	3,45608600001	20,48665	286,8131	341,444167
0328	Углерод		0,15	0,05		3	0,49311	2,64595	37,0433	52,919
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	1,00430162	5,85720072	82,00081	117,144014
0333	Сероводород		0,008			2	0,0001597	0,000012	0,000168	0,0015
0337	Углерод оксид		5	3		4	2,49415000001	14,55825	203,8155	4,85275
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,103161039	0,46925134	6,5695188	0,00938503
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,10602000001	0,628716	8,802024	62,8716
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,10602000001	0,628716	8,802024	62,8716
2754	Алканы C12-19		1			4	1,11755470001	6,3014356	88,220098	6,3014356
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,29376	0,126933	1,777062	2,53866
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,0000949	0,000041	0,000574	0,00041
	В С Е Г О :						11,89316196	67,751295	948,5181	1052,31985

Таблица 4.11 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м

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	0,00364	0,001573	0,004719	0,039325
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,000384	0,000166	0,000498	0,166
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	2,71472000001	16,0464	48,1392	401,16
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	3,45608600001	20,48665	61,45995	341,444167
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,49311	2,64595	7,93785	52,919
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	1,00430162	5,85720072	17,5716022	117,144014
0333	Сероводород		0,008			2	0,0001597	0,000012	0,000036	0,0015
0337	Углерод оксид		5	3		4	2,49415000001	14,55825	43,67475	4,85275
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,103161039	0,46925134	1,40775402	0,00938503
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,10602000001	0,628716	1,886148	62,8716
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,10602000001	0,628716	1,886148	62,8716
2754	Алканы C12-19		1			4	1,11755470001	6,3014356	18,9043068	6,3014356
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,29376	0,126933	0,380799	2,53866
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,0000949	0,000041	0,000123	0,00041
	В С Е Г О :						11,89316196	67,751295	203,25388	1052,31985

Таблица 4.12-Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2026-2035гг по III варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющег о вещества	Выброс вещества																			
		2026г		2027		2028г		2029г		2030г		2031г		2032г		2033г		2034г		2035г	
		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
012	Железо (II, III) оксиды	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599	0,001014	0,00599
014	Марганец и его соединения	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371	0,000058	0,000371
030	Азота (IV) диоксид	5,101114386	128,821226302	5,101114386	128,661226302	5,101114386	118,021226302	5,101114386	117,861226302	5,101114386	117,301226302	5,101114386	117,221226302	5,101114386	107,061226302	5,101114386	92,901226302	5,101114386	88,501226302	5,101114386	86,421226302
030	Азот (II) оксид	3,4822877095	30,734368299	3,4822877095	30,708368299	3,4822877095	28,979368299	3,4822877095	28,953368299	3,4822877095	28,862368299	3,4822877095	28,849368299	3,4822877095	27,198368299	3,4822877095	24,897368299	3,4822877095	24,182368299	3,4822877095	23,844368299
032	Углерод	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918	0,428420884	2,025516918
033	Сера диоксид	1,14813140	5,986822	1,14813140	5,986822	1,14813140	5,986822	1,14813140	5,986822	1,14813140	5,986822	1,14813140	5,986822	1,14813140	5,986822	1,14813140	5,986822	1,14813140	5,986822	1,14813140	5,986822
033	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00730752	0,0758506029	0,00731342	0,0772406029	0,00730152	0,0753006029	0,00731342	0,0744806029	0,00732522	0,0779706029	0,00733112	0,0791606029	0,00731932	0,0760206029	0,00731932	0,0723806029	0,00733112	0,0724006029	0,00733112	0,0724006029
033	Углерод оксид	16,51169784	636,663022178	16,51169784	636,236827178	16,51169784	599,385904178	16,51169784	599,013952178	16,51169784	596,992570178	16,51169784	596,780026178	16,51169784	561,630562178	16,51169784	513,075328178	16,51169784	497,658139178	16,51169784	490,644187178
034	Фтористые газообразные соединения	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936	0,000168	0,000936
034	Фториды неорганические плохо растворимые	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002
041	Метан (727*)	0,318393472	40,41120213	0,318393472	40,36573363	0,318393472	36,43430273	0,318393472	36,39462113	0,318393472	36,17897053	0,318393472	36,15629533	0,318393472	32,40638413	0,318393472	27,22628193	0,318393472	25,58150323	0,318393472	24,83322163
041	Смесь углеводородов в предельных C1-C5 (1502*)	8,932978	98,091803723	8,940108	99,775823723	8,925848	97,460973723	8,940108	99,711023723	8,954368	100,690273723	8,961498	102,127493723	8,947238	98,327443723	8,947238	93,948243723	8,961598	93,933093723	8,961498	93,933093723
041	Смесь углеводородов в предельных C6-C10	3,321993	33,640341648	3,324643	34,263361648	3,319353	33,406711648	3,324643	34,239441648	3,329933	34,602041648	3,332573	35,133911648	3,327283	33,727901648	3,327283	32,108181648	3,332573	32,103031648	3,332573	32,103031648
050	Пентилены	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023	0,0054	0,0023
060	Бензол (64)	0,0476992	0,441094022	0,0477332	0,449264022	0,0476642	0,438044022	0,0477332	0,448944022	0,0478022	0,453684022	0,0478372	0,460614022	0,0477682	0,442274022	0,0477682	0,421114022	0,0478372	0,421054022	0,0478372	0,421054022
061	Диметилбензол	0,0402477	0,42124900656	0,0402586	0,42380500656	0,0402369	0,42029300656	0,0402586	0,42370500656	0,0402803	0,42519900656	0,0402912	0,42737900656	0,0402694	0,42160500656	0,0402694	0,41495700656	0,0402912	0,41493900656	0,0402912	0,41493900656
062	Метилбензол (349)	0,031635	0,2771930131	0,031656	0,2823230131	0,031613	0,2753130131	0,031656	0,2821230131	0,0317	0,2850830131	0,031722	0,2894530131	0,031678	0,2779230131	0,031678	0,2646430131	0,031722	0,2645730131	0,031722	0,2645730131
062	Этилбензол (675)	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006	0,00013	0,00006
130	Проп-2-ен-1-аль	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586
132	Формальдегид	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586	0,093063	0,337586
273	Масло минеральное нефтяное	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726	0,4292	0,7726
275	Уайт-спирит (1294*)	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238	0,02615	0,28238
275	Алканы C12-419	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692	1,3514632	12,5767692

2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	0,0002
		41,3716753	991,906668	41,3815271	993,5732905	41,3618315	937,2267546	41,3815271	939,732203	41,4012236	938,1987044	41,4110674	939,8542452	41,3913708	883,899026	41,3913708	807,6590418	41,4111674	785,4616461	41,4110674	775,2814125

Вывод: По расчетным данным проекта на месторождении Каратобе Южное стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:
по 3 варианту разработки:

- при строительстве вертикальной скважины №№113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 проектной глубиной 3000 м - **948,5181m/год;**
- при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м - **203,25388m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г – **991,906668m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г – **993,5732905m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г – **937,2267546m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г – **939,732203m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г – **938,1987044m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г – **939,8542452m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г – **883,899026m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г – **807,6590418m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г – **785,4616461 m/год.**
- при эксплуатации месторождения в 2035г – **775,2814125m/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 4.13 приведены метеорологические характеристики, полученные с РГП «Казгидромет».

Таблица 4.13 - 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) за год	- 8,6 ⁰ С
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) за год	+31,9 ⁰ С
Годовое количество осадков за холодный период года (XI-III)	126,0 мм
Количество осадков за год, мм (теплый период IV-X)	87,3 мм
Среднегодовая роза ветров, %	
Румбы	Среднегодовая
С	7
СВ	9
В	15
ЮВ	21
Ю	12
ЮЗ	13
З	13
СЗ	10

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 Каратобе Южное .

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:
 $C_p + C_{ф} < ПДК$.

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 Каратобе Южное 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 500 м 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 4.14- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных скважин проектной глубиной 3000 м

Потребитель	Цикл строительство	Количество, чел	Норма водопотреб- ление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/год	м³/сут.	м³/год
1 скважина							
Хоз- питьевые нужды	90,2	70	0,15	10,5	947,1	10,5	947,1

Всего:					947,1		947,1
3 скважины							
Хоз- питьевые нужды	270,6	70	0,15	10,5	2841,3	10,5	2841,3
Всего:					2841,3		2841,3

Таблица 4.15- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин проектной глубиной 3000 м

Потребитель	Цикл строительство	Количество, чел	Норма водопотреб- ление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/год	м³/сут.	м³/год
1 скважина							
Хоз- питьевые нужды	90,2	70	0,15	10,5	947,1	10,5	947,1
Всего:					947,1		947,1
3 скважины							
Хоз- питьевые нужды	270,6	70	0,15	10,5	2841,3	10,5	2841,3
Всего:					2841,3		2841,3

Таблица 4.16- 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	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2027 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2028 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2029 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2030 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2031 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2032 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2033 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2034 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2035 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
Итого:				38 325			38 325

Баланс водопотребления и водоотведения согласно 2 варианту разработки

Таблица 4.17- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных скважин проектной глубиной 3000м

Потребитель				Водопотребление	Водоотведение
-------------	--	--	--	-----------------	---------------

	Цикл строительство	Количество, чел	Норма водопотреб- ление, м³	м³/сут.	м³/год	м³/сут.	м³/год
1 скважина							
Хоз- питьевые нужды	90,2	70	0,15	10,5	947,1	10,5	947,1
Всего:					947,1		947,1
6 скважин							
Хоз- питьевые нужды	541,2	70	0,15	10,5	5682,6	10,5	5682,6
Всего:					5682,6		5682,6

Таблица 4.18- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин проектной глубиной 3000 м

Потребитель	Цикл строительство	Количество, чел	Норма водопотреб- ление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/год	м³/сут.	м³/год
1 скважина							
Хоз- питьевые нужды	90,2	70	0,15	10,5	947,1	10,5	947,1
Всего:					947,1		947,1
3 скважины							
Хоз- питьевые нужды	270,6	70	0,15	10,5	2841,3	10,5	2841,3
Всего:					2841,3		2841,3

Таблица 4.19 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2026-2035 гг по 2 рекомендуемому 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	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2027 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2028 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2029 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2030 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2031 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2032 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2033 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2034 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2035 год							

Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
Итого:					38 325		38 325

Баланс водопотребления и водоотведения согласно 3 варианту разработки**Таблица 4.20- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных скважин проектной глубиной 3000м**

Потребитель	Цикл строительство	Количество, чел	Норма водопотреб- ление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/год	м³/сут.	м³/год
1 скважина							
Хоз- питьевые нужды	90,2	70	0,15	10,5	947,1	10,5	947,1
Всего:					947,1		947,1
14 скважин							
Хоз- питьевые нужды	1262,8	70	0,15	10,5	13259,4	10,5	13259,4
Всего:					13259,4		13259,4

Таблица 4.21- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин проектной глубиной 3000 м

Потребитель	Цикл строительство	Количество, <i>чел</i>	Норма водопотреб- ление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/год	м³/сут.	м³/год
1 скважина							
Хоз- питьевые нужды	90,2	70	0,15	10,5	947,1	10,5	947,1
Всего:					947,1		947,1
3 скважины							
Хоз- питьевые нужды	270,6	70	0,15	10,5	2841,3	10,5	2841,3
Всего:					2841,3		2841,3

Таблица 4.22 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2026-2035 гг по 3 рекомендуемому 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	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2027 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2028 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2029 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2030 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2031 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2032 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5

2033 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2034 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
2035 год							
Хоз-питьевые нужды	365	70	0,15	10,5	3832,5	10,5	3832,5
Итого:					38 325		38 325

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 Каратобе Южное 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 №№113, 115, 117 составит:

$$V_{БСВ} = 2 \times 405,112 = 810,224 \text{ м}^3$$

Соответственно на 3 скважины 2430,672м³

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 №№113, 115, 117, 118, 119, 120 составит:

$$V_{БСВ} = 2 \times 473,44804 = 946,8960 \text{ м}^3$$

Соответственно на 6 скважины 4861,344м³

Объем буровых сточных вод при бурении согласно III варианту

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

$$V_{БСВ} = 2 \times V_{обр};$$

Объем буровых сточных вод при бурении вертикальных скважин №№113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 составит:

$$V_{БСВ} = 2 \times 473,44804 = 946,8960 \text{ м}^3$$

Соответственно на 14 скважины 11343,136м³

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 Каратобе Южное образуются твердые и жидкие отходы. Отходы оказывают негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду. Бурение скважин будет осуществляться *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.

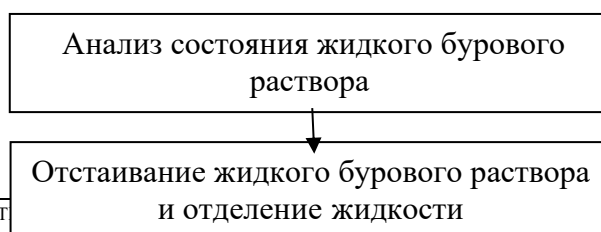
Перед загрузкой буровых отходов в бункер или емкость, технологическим процессом предусматривается проведение процесса осушки отходов. Для этого буровые отходы, имеющие пастообразную фракцию и осадок образованный в процессе отделения воды из буровых растворов, смешиваются с отходами твердой фракции и 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.

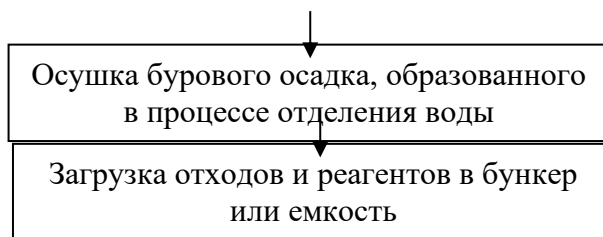
Таким образом, из результатов исследований следует рекомендовать следующий оптимальный состав реагентов для обезвреживания буровых отходов:

- 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. Сушка 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 перепахивания 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.

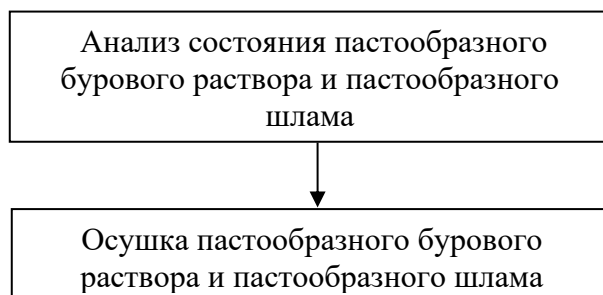
После перемешивания полученную массу размещают в отвалы или сливают в сборную емкость. Расчетное время обезвреживания – 3 суток.

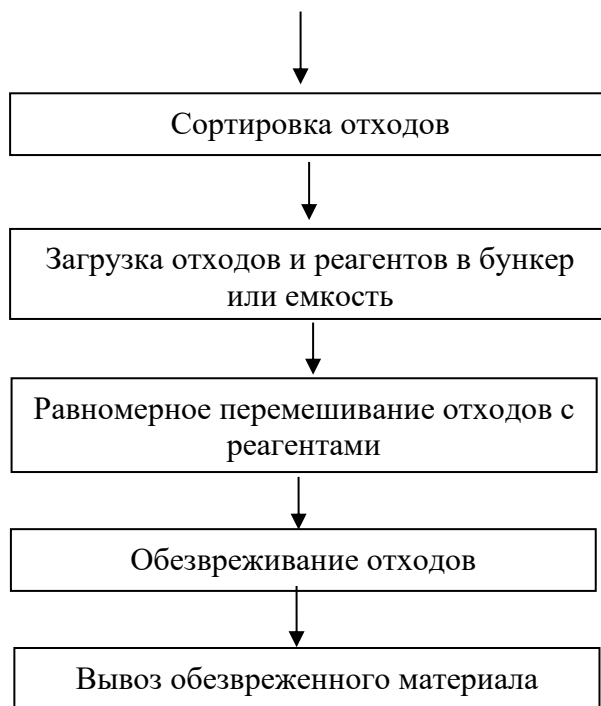
8. Вывоз обезвреженного материала.

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.

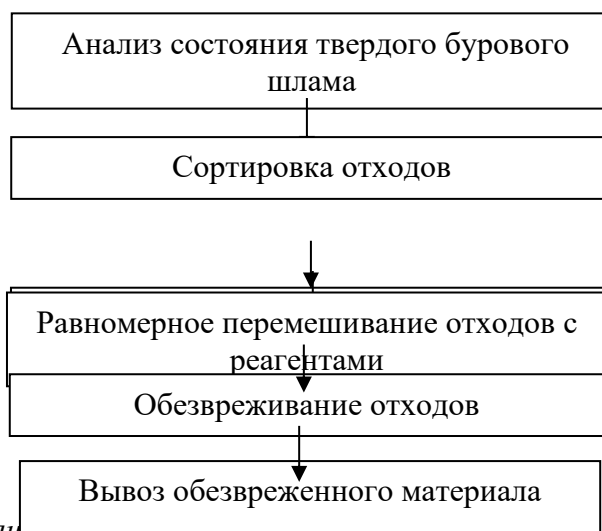
После перемешивания полученную массу размещают в отвалы или сливают в сборную емкость. Расчетное время обезвреживания – 3 суток.

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 т/м³, 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 собирается 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 предусматривается бурение трех вертикальных скважины 113, 115, 117 проектной глубиной 3000 м. строительство резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м.

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 4.10 – 4.14.

Расчет количества образования отходов трех вертикальных скважины №№113, 115, 117 проектной глубиной 3000 м.

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

Объем скважины:

Расчет объема скважины производится по формуле:

$$V_{\text{скв}} = K * \pi * R^2 * L,$$

где: **K** – коэффициент кавернозности;

R – внутренний радиус обсадной колонны;

L – глубина скважины (длина интервала), м.

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в таблице 4.20.

Таблица 4.23– Объем выбуренной породы, образуемой при строительстве скважины №№113, 115, 117

<i>Интервал</i>	<i>k</i>	<i>π</i>	<i>R², м</i>	<i>V, м³</i>	<i>L, отб. керна</i>
1	2	3	4	6	7
0-35	1,20	3,14	0,109	14,379	80

35-160	1,20	3,14	0,049	23,265	V _{кэрн} =0,648
160-1500	1,15-1,10	3,14	0,024	111,987	
1500-3000	1,10	3,14	0,011	60,375	
210,006					

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 210,006 \times 1,2 = 252,008 \text{ м}^3$$

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;

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 210,006 + 0,5 \times 280,0 = 405,112 \text{ м}^3$$

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 α = 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:

$$M = n \times q \times \rho, \text{ т/год,}$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

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

ρ – плотность, т/м³.

Таблица 4.24 - Образование коммунальных отходов при строительстве вертикальных скважин №№113, 115, 117 проектной глубиной 3000м

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	90,2	0,25	1,2974	3,8921

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 4.25 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве вертикальных скважин №№113, 115, 117 проектной глубиной 3000м

вид скважина	Расход. Y м 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 $M_{отр.мотор.}$ т/пер.	
					1 скв	3 скв
при бурении скважин	471453,49	0,032	0,93	0,1403	0,03508	0,1052
Всего:					0,03508	0,1052

Таблица 4.26- Лимиты накопления отходов при строительстве вертикальных скважин 113, 115, 117 проектной глубиной 3000м

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	3скв
Всего:	-	928,639	2785,916
в т.ч. отходов производства	-	927,341	2782,024
отходов потребления	-	1,297	3,892
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	441,01	1323,042
Отработанный буровой раствор	-	486,13	1458,40
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,457
Отработанные масла	-	0,03508	0,105
Не опасные отходы			
Металлолом	-	0,004	0,012
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,005
Коммунальные отходы	-	1,297	3,892

Расчет количества образования отходов трех резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м.

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

Объем скважины:

Расчет объема скважины производится по формуле:

$$V_{\text{скв}} = K * \pi * R^2 * L,$$

где: **K** – коэффициент кавернозности;

R – внутренний радиус обсадной колонны;

L – глубина скважины (длина интервала), м.

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в таблице 4.20.

Таблица 4.27– Объем выбуренной породы, образуемой при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R

Интервал	k	π	R^2 , м	V , м ³	L, отб. керна
1	2	3	4	6	7
0-35	1,20	3,14	0,109	14,379	80
35-160	1,20	3,14	0,049	23,265	
160-1500	1,15-1,10	3,14	0,024	111,987	
1500-3000	1,10	3,14	0,011	60,375	V _{керна} =0,648
210,006					

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{п}} \times 1,2;$$

$$V_{\text{ш}} = 210,006 \times 1,2 = 252,008 \text{ м}^3$$

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

Объем отработанного бурового раствора:

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

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

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

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

$$V_{\text{обр}} = 1,2 \times 1,052 \times 210,006 + 0,5 \times 280,0 = 405,112 \text{ м}^3$$

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.

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

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 4.28 - Образование коммунальных отходов при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м

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	3 скв
при бурении скважины	70	0,3	90,2	0,25	1,2974	3,891

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:

$$N = M_{\text{ост}} * \alpha,$$

где: $M_{\text{ост}}$ - 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 4.29 - Расчет объемов отработанного моторного масла резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м

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	3 скв
при бурении скважин	471453,49	0,032	0,93	0,1403	0,03508	0,1052
Всего:					0,03508	0,1052

Таблица 4.30- Лимиты накопления отходов резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	3скв
Всего:	-	928,639	2785,916
в т.ч. отходов производства	-	927,341	2782,024
отходов потребления	-	1,297	3,892
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	441,01	1323,042
Отработанный буровой раствор	-	486,13	1458,40
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,457
Отработанные масла	-	0,03508	0,105
Не опасные отходы			
Металлолом	-	0,004	0,012
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,005
Коммунальные отходы	-	1,297	3,892

Расчет количества образования отходов при бурении согласно II варианту разработки

Расчет количества образования отходов 6 вертикальных скважин №№113, 115, 117, 118, 119, 120 проектной глубиной 3000 м, строительство резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м.

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

Объем скважины:

Расчет объема скважины производится по формуле:

$$V_{\text{скв}} = K * \pi * R^2 * L,$$

где: **K** – коэффициент кавернозности;

R – внутренний радиус обсадной колонны;

L – глубина скважины (длина интервала), м.

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в таблице 4.20.

Таблица 4.31– Объем выбуренной породы, образуемой при строительстве скважины №№113, 115, 117, 118, 119, 120

Интервал	k	π	R^2 , м	V, м ³	L, отб. керна
1	2	3	4	6	7
0-35	1,20	3,14	0,109	14,379	80
35-160	1,20	3,14	0,049	23,265	
160-1500	1,15-1,10	3,14	0,024	111,987	
1500-3000	1,10	3,14	0,011	60,375	V _{керна} =0,648
210,006					

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{п}} \times 1,2;$$

$$V_{\text{ш}} = 210,006 \times 1,2 = 252,008 \text{ м}^3$$

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

Объем отработанного бурового раствора:

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

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

$V_{\text{ц}}$ – объем циркуляционной системы БУ;

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

$$V_{\text{обр}} = 1,2 \times 1,052 \times 210,006 + 0,5 \times 280,0 = 405,112 \text{ м}^3$$

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, $\text{м}^3/\text{чел} \cdot \text{год}$;

ρ – плотность, $\text{т}/\text{м}^3$.

Таблица 4.32 - Образование коммунальных отходов при строительстве вертикальных скважин №№113, 115, 117, 118, 119, 120 проектной глубиной 3000м

Наименование	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, $\text{м}^3/\text{год}$	Время работы, сут.	Плотность ТБО, $\text{т}/\text{м}^3$	Количество ТБО, т/пер.	
					1 скв	6 скв
при бурении скважины	70	0,3	90,2	0,25	1,2974	7,784

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, м^3

Y_d – расход дизельного топлива за год, м^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 4.33 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве вертикальных скважин №№113, 115, 117, 118, 119, 120 проектной глубиной 3000м

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 $M_{отр.мол.}$ т/пер.	
					1 скв	6 скв
при бурении скважин	471453,49	0,032	0,93	0,1403	0,03508	0,2104
Всего:					0,03508	0,2104

Таблица 4.34- Лимиты накопления отходов при строительстве вертикальных скважин №№113, 115, 117, 118, 119, 120 проектной глубиной 3000м

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	6 скв
Всего:	-	928,639	5571,833
в т.ч. отходов производства	-	927,341	5564,048
отходов потребления	-	1,297	7,784
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	441,01	2646,084
Отработанный буровой раствор	-	486,13	2916,806
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,914
Отработанные масла	-	0,03508	0,210
Не опасные отходы			
Металлолом	-	0,004	0,024
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,009
Коммунальные отходы	-	1,297	7,784

Расчет количества образования отходов трех резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м.

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

Объем скважины:

Расчет объема скважины производится по формуле:

$$V_{скв} = K * \pi * R^2 * L,$$

где: K – коэффициент кавернозности;

R – внутренний радиус обсадной колонны;

L – глубина скважины (длина интервала), м.

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в таблице 4.20.

Таблица 4.35– Объем выбуренной породы, образуемой при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R

Интервал	k	π	$R^2, м$	$V, м^3$	$L, отб. керна$
1	2	3	4	6	7
0-35	1,20	3,14	0,109	14,379	80
35-160	1,20	3,14	0,049	23,265	
160-1500	1,15-1,10	3,14	0,024	111,987	
1500-3000	1,10	3,14	0,011	60,375	$V_{кern}=0,648$
210,006					

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 210,006 \times 1,2 = 252,008 \text{ м}^3$$

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 выбросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

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

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

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 210,006 + 0,5 \times 280,0 = 405,112 \text{ м}^3$$

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:

$$M = n \times q \times \rho, \text{ т/год,}$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

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

ρ – плотность, т/м³.

Таблица 4.36 - Образование коммунальных отходов при строительстве строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м

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	90,2	0,25	1,2974	3,892

Количество промасленной ветоши

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_0 + M + W,$$

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

M_0 – 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 4.37 - Расчет объемов отработанного моторного масла резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м

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	3 скв
при бурении скважин	471453,49	0,032	0,93	0,1403	0,03508	0,1052
Всего:					0,03508	0,1052

Таблица 4.38- Лимиты накопления отходов резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	3скв
Всего:	-	928,639	2785,916
в т.ч. отходов производства	-	927,341	2782,024
отходов потребления	-	1,297	3,892
Опасные отходы			

Буровой шлам	-	441,01	1323,042
Отработанный буровой раствор	-	486,13	1458,40
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,457
Отработанные масла	-	0,03508	0,105
Не опасные отходы			
Металлолом	-	0,004	0,012
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,005
Коммунальные отходы	-	1,297	3,892

Расчет количества образования отходов при бурении согласно III варианту разработки 14 вертикальных скважин №№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 проектной глубиной 3000 м. строительство резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м.

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

Объем скважины:

Расчет объема скважины производится по формуле:

$$V_{\text{скв}} = K * \pi * R^2 * L,$$

где: **K** – коэффициент кавернозности;

R – внутренний радиус обсадной колонны;

L – глубина скважины (длина интервала), м.

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в таблице 4.20.

Таблица 4.39– Объем выбуренной породы, образуемой при строительстве скважины №№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129

Интервал	k	π	R^2 , м	V, м ³	L, отб. керна
1	2	3	4	6	7
0-35	1,20	3,14	0,109	14,379	80
35-160	1,20	3,14	0,049	23,265	
160-1500	1,15-1,10	3,14	0,024	111,987	
1500-3000	1,10	3,14	0,011	60,375	V _{керна} =0,648
210,006					

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{\text{ш}} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{\text{ш}} = 210,006 \times 1,2 = 252,008 \text{ м}^3$$

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

Объем отработанного бурового раствора:

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

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

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

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

$$V_{\text{обр}} = 1,2 \times 1,052 \times 210,006 + 0,5 \times 280,0 = 405,112 \text{ м}^3$$

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.

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

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

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

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

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 №№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 проектной глубиной 3000м

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	14 скв
при бурении скважины	70	0,3	90,2	0,25	1,2974	18,164

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:

$$N = M_{\text{ост}} * \alpha,$$

где: $M_{\text{ост}}$ - 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.):

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

$$N_b = Y_b \cdot N_b \cdot p$$

$$N_d = Y_d \cdot N_d \cdot p$$

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

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

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

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

Таблица 4.41 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве вертикальных скважин №№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 проектной глубиной 3000м

вид скважина	Расход. Y м ³	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива N	Плотность масла. т/м ³	Нормативное количество израсходованного моторного масла N т/пер.	Отработан-ное масло $M_{отр.мст.}$ т/пер.	
					1 скв	14 скв
при бурении скважин	471453,49	0,032	0,93	0,1403	0,03508	0,4910
Всего:					0,03508	0,491

Таблица 4.42- Лимиты накопления отходов при строительстве вертикальных скважин №№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 проектной глубиной 3000м

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	14 скв
Всего:	-	928,639	13000,943
в т.ч. отходов производства	-	927,341	12982,779
отходов потребления	-	1,297	18,164
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	441,01	6174,196
Отработанный буровой раствор	-	486,13	6805,882
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	2,134
Отработанные масла	-	0,03508	0,491
Не опасные отходы			
Металлолом	-	0,004	0,056
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,021
Коммунальные отходы	-	1,297	18,164

Расчет количества образования отходов трех резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м.

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

Объем скважины:

Расчет объема скважины производится по формуле:

$$V_{скв} = K \cdot \pi \cdot R^2 \cdot L,$$

где: K – коэффициент кавернозности;

R – внутренний радиус обсадной колонны;

L – глубина скважины (длина интервала), м.

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в таблице 4.20.

Таблица 4.43– Объем выбуренной породы, образуемой при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R

Интервал	k	π	$R^2, м$	$V, м^3$	$L, отб. керна$
1	2	3	4	6	7
0-35	1,20	3,14	0,109	14,379	80
35-160	1,20	3,14	0,049	23,265	
160-1500	1,15-1,10	3,14	0,024	111,987	
1500-3000	1,10	3,14	0,011	60,375	$V_{кern}=0,648$
210,006					

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 210,006 \times 1,2 = 252,008 \text{ м}^3$$

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;

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 210,006 + 0,5 \times 280,0 = 405,112 \text{ м}^3$$

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:

$$M = n \times q \times \rho, \text{ т/год},$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

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

ρ – плотность, т/м³.

Таблица 4.44 - Образование коммунальных отходов при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м

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	3 скв
при бурении скважины	70	0,3	90,2	0,25	1,2974	3,892

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 4.45 - Расчет объемов отработанного моторного масла резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м

вид скважина	Расход. $Y_{м³}$	Норма расхода моторного	Плотность масла. т/м³	Нормативное количество израсходованного	Отработан-ное масло $M_{отр.мот.}$ т/пер.
--------------	------------------	-------------------------	-----------------------	---	---

		масла. л/100 л топлива <i>H</i>		моторного масла <i>N</i> т/пер.	1 скв	3 скв
при бурении скважин	471453,49	0,032	0,93	0,1403	0,03508	0,1052
Всего:					0,03508	0,1052

Таблица 4.46- Лимиты накопления отходов резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	3скв
Всего:	-	928,639	2785,916
в т.ч. отходов производства	-	927,341	2782,024
отходов потребления	-	1,297	3,892
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	441,01	1323,042
Отработанный буровой раствор	-	486,13	1458,40
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,457
Отработанные масла	-	0,03508	0,105
Не опасные отходы			
Металлолом	-	0,004	0,012
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,005
Коммунальные отходы	-	1,297	3,892

**Расчет количества образования отходов при эксплуатации месторождения
Каратобе Южное 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.

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

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

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

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

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:

$$M = n \cdot q \cdot \rho \text{ т/год},$$

где *n* – количество рабочих и служащих на объектах;

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

ρ – плотность ТБО, т/м³.

Таблица 4.47- Образование коммунальных отходов при эксплуатации месторождения

№	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:

$$N = M_0 + M + W,$$

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

M_0 – поступающее количество ветоши, 0,12 т/год;

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

$$M = 0,12 * M_0$$

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

$$W = 0,15 * M_0$$

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 4.48-Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения Каратобе Южное 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;
- обратное 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 исключаящую 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 Каратобе Южное 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 Каратобе Южное».

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;
Умеренная (3)	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению;

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
<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 Каратобе Южное стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:

по 1 варианту разработки:

- при строительстве вертикальной скважины №№113,115,117 проектной глубиной 3000м - **203,25388т/год;**
- при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м - **203,25388т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г – **968,7409168т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г – **973,2224056т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г – **939,3909216т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г – **873,8298945т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г – **816,3731974т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г – **772,6381187т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г – **741,4578741т/год;**

- при эксплуатации месторождения в 2033г – **714,5286099m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г – **689,2160822m/год.**
- при эксплуатации месторождения в 2035г – **667,0660757m/год.**

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

по 2 рекомендуемому варианту разработки:

- №№113, 115, 117, 118, 119, 120 проектной глубиной 3000м - **406,507768m/год;**
- при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м - **203,25388m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г – **1026,793828m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г – **1015,117288m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г – **957,1326675m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г – **866,6403732m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г – **834,0357911m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г – **749,9964891m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г – **717,6952969m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г – **697,6306702m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г – **685,780438m/год.**
- при эксплуатации месторождения в 2035г – **679,7095358 m/год.**

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

по 3 варианту разработки:

- при строительстве вертикальной скважины №№113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 проектной глубиной 3000 м - **948,5181m/год;**
- при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м - **203,25388m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г – **991,906668m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г – **993,5732905m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г – **937,2267546m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г – **939,732203m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г – **938,1987044m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г – **939,8542452m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г – **883,899026m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г – **807,6590418m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г – **785,4616461 m/год.**
- при эксплуатации месторождения в 2035г – **775,2814125m/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 нефтегазопрооявлений, глинизацию стенок скважины, кольтматацию 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 Каратобе Южное 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).

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 покров

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 замасленных 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 выделить 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 нарушения 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

Градации 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

Градации 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 работах 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 Каратобе Южное 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

Отрицательное или положительное воздействие	Компонент среды	Категории воздействия, балл			Интегр. оценка, балл
		Пространств. масштаб	Временной масштаб	Интенсивн. воздействия	
	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
Отрицательное	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 цивилизации, 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 внутрискважинного 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 емкости 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 видам 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 технологий;
- 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 Каратобе Южное. 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;
- радиоэкологическая 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 «Казхтуркмунай» и Атырауским Филиалом «КМГ Инжиниринг» - Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№02354Р от 15 декабря 2021г).

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 Каратобе Южное 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 260км. Ближайшим населенным пунктом является поселок Жаркамыс в 5 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.

Недропользователем месторождения Каратобе Южное является ТОО «Казхтуркмунай», имеющее лицензию серии МГ №307 от 26.12.1995г и Контракт с компетентным органом правительства РК на доразведку и добычу углеводородного сырья №329 от 18.05.1999г.

Месторождение было открыто в 1978 году скважиной №35, нефтепроявлением из верхнепермских отложений казанского яруса. В том же году из скважины №27 был получен приток нефти дебитом 20 м3/сут.

В 2001г ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз» выполнен первый «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Каратобе Южное по состоянию на 01.09.2001г» (Протокол ГКЗ №142-01-У от 25.02.2002г), исходя из сведений по 14 скважинам, входящим в лицензионный блок. В целом по месторождению утвержденные запасы по категории С1 составили: геологические – 16 000 тыс.т, извлекаемые – 5 056 тыс.т.[17]

В 2003г ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз» была выполнена и утверждена «Технологическая схема разработки месторождения Каратобе Южное» (Протокол ЦКР РК №21 от 24.02.2003г), согласно которой месторождение планировалось разрабатывать на естественном режиме. [18]

В 2009г институтом ОАО «Гипровостокнефть» была выполнена и утверждена «Уточненная технологическая схема разработки месторождения Каратобе Южное с применением системы поддержания пластового давления» [20], к реализации утвержден 4 вариант разработки (Протокол ЦКР РК №56 от 09.04.2009г).

В 2013г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнен «Анализ разработки месторождения Каратобе Южное», утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИИР РК, на основании рекомендации ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №39/8 от 13.09.2013г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2013-2022 годы. [22]

В 2017г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнил «Анализ разработки...», утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИиР РК, на основании рекомендации ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №92/2 от 28.11.2017г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2017-2019 годы. [24]

В 2019г Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг «Каспиймунайгаз» выполнен третий «Анализ разработки...», который был рассмотрен и согласован ЦКРР МЭ РК (Протокол № 17/12 от 12-13.12.2019г) с проектными показателями разработки на 2019-2021гг. [25]

В 2019г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Пересчет начальных запасов нефти, растворенного в нефти газа...» (далее ПЗ-2019г) [27] (Протокол ГКЗ №2175-20-У от 06.05.2020г.) В целом по месторождению начальные геологические запасы нефти по сравнению с числящимися на Государственном балансе увеличились на 11 840 тыс.т (74,0%) извлекаемые запасы нефти увеличились на 4 327 тыс.т (85,6%). Выполнение ПЗ-2019г было реализовано с применением цифрового геологического моделирования.

В 2020г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Проект разработки месторождения Каратобе Южное» (далее ПР-2021г) [28], к реализации принят 2 вариант разработки месторождения (Протокол ЦКРР РК №12/4 от 31 марта 2021).

Основные положения рекомендуемого варианта за рентабельный период 2020 – 2052гг:

Проектный уровень добычи нефти – 336,4 тыс.т/год;

Проектный уровень добычи жидкости – 364 тыс.т/год;

Накопленная добыча нефти – 9 491,2 тыс.т;

Накопленная добыча жидкости – 11 256,8 тыс.т;

Коэффициент извлечения нефти – 0,341 д.ед.

Месторождение планируется разрабатывать 18 добывающими скважинами, 8 из которых будут введены из бурения до 2025г, и 7 нагнетательными скважинами, две из которых пробурятся в 2024-2025гг.

В 2021г выполнен «Авторский надзор за реализацией проектного документа разработки месторождения Каратобе Южное» по состоянию на 01.07.2021г (Протокол совместного ГТС от 29 ноября 2021г). [30]

В 2022г выполнен «Авторский надзор за реализацией проектного документа разработки месторождения Каратобе Южное» по состоянию на 01.07.2022г (Протокол совместного ГТС от 20 декабря 2022г). [31]

В 2023г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Анализ разработки месторождения Каратобе Южное» (далее АРМ-2023г). В рамках АРМ-2023г выполнено уточнение проектных технологических показателей разработки в связи с изменением технических проектов развития месторождения. Согласно протоколу ЦКРР РК №46/4 от 14 декабря 2023г отчет АРМ-2023г был согласован с утверждением технологических показателей по рекомендуемому второму варианту с 2024г по 2026г. [32]

В 2024г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен авторский надзор за реализацией проектного документа разработки месторождения Каратобе Южное по состоянию на 01.07.2024г, в рамках которого было выполнено сопоставление фактических технологических показателей с проектными. (Протокол совместного ГТС от 08 ноября 2024г). [33]

В 2025г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен авторский надзор за реализацией проектного документа разработки месторождения Каратобе Южное по состоянию на 01.07.2025г, в рамках которого было выполнено сопоставление фактических технологических показателей с проектными. (Протокол совместного ГТС от 20 августа 2025г). [34]

НИР «Дополнение к Проекту разработки месторождения Каратобе Южное» подготовлен по состоянию изученности месторождения на 01.01.2026г (далее – ДПРМ-2026). Данная работа выполнена Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» согласно заказ наряду №1 ОГиР от 30.12.2024г в рамках договора №1060749//2024/21 от

30.12.2024г с ТОО «Казахтуркмунай», в соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании» от 27.12.2017г № 125-VI (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.03.2026г), «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» (утверждены Приказом МЭ РК № 239 от 15.06.2018г) [2], «Методическими рекомендациями по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (утверждены Приказом МЭ РК № 329 от 24.08.2018г) [8].

ДПРМ-2026 содержит геолого-физическую характеристику месторождения, оценку запасов нефти, анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристику их продуктивности, обоснование принятой расчетной геолого-физической модели резервуара, обоснование выделения эксплуатационного объекта и выбор расчетных вариантов разработки, обоснование нормативов капиталовложений и затрат, технологические и технико-экономические показатели вариантов и анализ проектных решений, рекомендации по технике и технологии добычи нефти и газа, требования к конструкциям скважин, обоснование проекта плана добычи нефти, газа, объемов буровых работ, программу контроля за разработкой, содержащую комплекс геофизических, гидродинамических, физико-химических, геолого-гидродинамических исследований, анализ данных и решения по охране недр и окружающей среды, мероприятия по доразведке месторождения.

Целью «Дополнения к проекту разработки месторождения Каратобе Южное» является оценка эффективности реализации ранее утвержденных проектных решений с учетом имеющихся представлений о геологическом строении месторождения и полученных новых сведений о текущем состоянии разработки, выдача рекомендаций по контролю и регулированию процесса разработки, рассмотрение проектных решений в рамках нового рекомендуемого варианта разработки, утверждение новых технологических показателей, также отражение технологических потерь.

Выбор и обоснование расчётных вариантов разработки проводили с учетом уточненного геологического строения и текущей гидродинамической характеристики месторождения.

Система разработки месторождения первоначально были определены в «Технологической схеме разработки...» 2003г по 2 варианту. ТС-2003г была составлена на основе запасов нефти, подсчитанных по состоянию на 01.09.2001г. Рекомендуемый вариант предусматривал разработку на естественном режиме истощения с бурением 3 добывающих скважин.

В рамках отчета «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки...», на заседании ЦКР РК от 20.10.2006г отмечено, что реализуемая на месторождении система разработки, заключающаяся в естественном режиме истощения, недостаточно эффективная. В связи с этим было принято решение, обеспечить составление «Технологической схемы разработки месторождения Каратобе Южное с поддержанием пластового давления».

По состоянию на 01.01.2026г фактическая закачка воды отстает от проектных значений. В текущее время водозабор для технического водоснабжения системы ППД месторождения Каратобе Южное осуществляется из 5 скважин, в объеме 600-670 м³/сутки. Для решения вопроса по дефициту воды, в 2025 году защищен отчет «Переоценка эксплуатационных запасов подземных вод аптских отложений» для технического водоснабжения системы ППД месторождения (протокол №2755-25-У от 29 октября 2019 года). Реализация вышеуказанного проекта позволяет ТОО «Казахтуркмунай» обеспечить бесперебойное снабжение технической водой всех объектов на нефтяном месторождении Каратобе Южное на 22 года. В целом в данном проекте, для удовлетворения потребности в технической воде в количестве 1990 м³/сутки предусмотрена эксплуатация 5 водозаборных скважин. Согласно разрешению на специально водопользование от 24.10.2025г на период 2026-2029гг расчетный годовой объем забора составил 583,222 тыс.м³.

В соответствии с требованиями «Методических указаний по составлению проектов разработки...» [8] и п.п. 134 и 135 «Единых правил...» [2], а также с учетом результатов фактической реализации проектных документов и анализа текущего состояния разработки, рассмотрены 3 варианта разработки. Предусмотренные варианты различаются между собой вводом из бурения новых добывающих скважин.

В расчётных вариантах разработки в качестве рабочего агента для ППД, как и ранее, рассматривается добываемая вода из водозаборных скважин и попутная вода, добываемая с нефтью, предварительно подготовленная до требуемого качества.

При расчёте проектных показателей разработки, величину среднего забойного давления в добывающих скважинах по месторождению принимали на текущем уровне. Забойное давление в водонагнетательных скважинах не должно превышать давления гидроразрыва пласта.

Коэффициент эксплуатации переходящих скважин принят равным 0,9 доли ед., с учётом необходимости проведения на скважинах ПРС, ГТМ и исследовательских работ.

1 вариант. Оценивает перспективы разработки объекта при сохранении существующей системы разработки.

Эксплуатация добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок ШГН и УЭЦН. В целом по месторождению фонд добывающих скважин составляет 19 ед., фонд нагнетательных скважин 7 ед. Плотность сетки 23,1 га/скв. С целью использования потенциала пробуренного фонда скважин предусмотрен ряд ГТМ:

- ✓ В 2026г ввод из бездействия скважины №27;
- ✓ В 2026г планируется перевод добывающей скважины №116 под нагнетание;
- ✓ В 2026г планируется проведение повторного ГРП в добывающих скважинах №№63, 66;

2 вариант. Предусматривается разработка месторождения с внутриконтурным заводнением в виде продольного разрезающего ряда из четырех нагнетательных скважин и сводовым заводнением с помощью двух нагнетательных скважин. В общей сложности запланировано бурение 6 добывающих скважин с ГРП в период 2026-2031гг с целью уплотнения сетки скважин, также проведение ряд ГТМ: ввод из бездействия 1 добывающей скважины, перевод под нагнетание 2-ух добывающих скважин, проведение ГРП в 7 добывающих скважинах

В целом по месторождению фонд добывающих скважин составляет 22 ед., фонд нагнетательных скважин 7 ед. Плотность сетки скважин 20,7 га/скв. Эксплуатация проектных добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок УЭЦН.

3 вариант. Разработка месторождения будет осуществляться с организацией систем очагового и площадного заводнения. Предусматривается уплотнение сетки скважин путем бурения 11 добывающих и 3 нагнетательных скважин с ГРП с 2026 по 2036г и проведения ряда ГТМ: ввод из бездействия 1 скважины, перевод под нагнетание 5 добывающих скважин и ГРП на 4 добывающих скважинах..

В целом по месторождению фонд добывающих скважин составляет 24 ед., фонд нагнетательных скважин 13 ед. Плотность сетки скважин 16,2 га/скв. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок УЭЦН.

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

по 1 варианту разработки:

- при строительстве вертикальной скважины №№113,115,117 проектной глубиной 3000м - **203,25388т/год;**
- при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м - **203,25388т/год;**

- при эксплуатации месторождения в 2026г – **968,7409168m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г – **973,2224056m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г – **939,3909216m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г – **873,8298945m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г – **816,3731974m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г – **772,6381187m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г – **741,4578741m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г – **714,5286099m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г – **689,2160822m/год.**
- при эксплуатации месторождения в 2035г – **667,0660757m/год.**

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

по 2 рекомендуемому варианту разработки:

- №№113, 115, 117, 118, 119, 120 проектной глубиной 3000м - **406,507768m/год;**
- при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м - **203,25388m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г – **1026,793828m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г – **1015,117288m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г – **957,1326675m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г – **866,6403732m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г – **834,0357911m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г – **749,9964891m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г – **717,6952969m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г – **697,6306702m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г – **685,780438m/год.**
- при эксплуатации месторождения в 2035г – **679,7095358 m/год.**

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

по 3 варианту разработки:

- при строительстве вертикальной скважины №№113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 проектной глубиной 3000 м - **948,5181m/год;**
- при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000 м - **203,25388m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г – **991,906668m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г – **993,5732905m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г – **937,2267546m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г – **939,732203m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г – **938,1987044m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г – **939,8542452m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г – **883,899026m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г – **807,6590418m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г – **785,4616461 m/год.**
- при эксплуатации месторождения в 2035г – **775,2814125m/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 Каратобе Южное 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).

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, грифонообразования, 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 замазученных 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 Каратобе Южное 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 грунтовым водам, 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;
- обратное 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

Приложение 2