

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХОЙЛ АКТОБЕ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №02354Р

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «Казакхойл Актобе»

Союнов Н. Д.

«_____» 2026г



ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ПРОЕКТУ
«ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОЖАСАЙ»

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

А.С. Марданов

Заместитель директора филиала
по производству

А.Ж.Шагильбаев

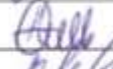
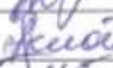


г. Атырау, 2026г

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

[illegible]

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

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

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	4
АННОТАЦИЯ.....	8
ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	14
1.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	14
1.2 ЦЕЛЕВОЕ НАЗНАЧЕНИЕ РАБОТЫ	16
1.3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	18
1.4 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН	24
1.5 СВЕДЕНИЕ О ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ	32
СОГЛАСНО ДЕЙСТВУЮЩЕМУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ РЕГЛАМЕНТУ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕННОЙ РЕКОНСТРУКЦИИ И МОДЕРНИЗАЦИИ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА УПНГ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОЖАСАЙ ЕЕ ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ (МОЩНОСТИ) СОСТАВЛЯЕТ:	36
С УЧЕТОМ ОБЪЕМОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ, МОЩНОСТЕЙ СООРУЖЕНИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМ СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН БУДЕТ ДОСТАТОЧНО ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДОСТИЖЕНИЯ ПРОГНОЗНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ОТЧЕТА.	36
1.6 ТРЕБОВАНИЯ К РАЗРАБОТКЕ ПРОГРАММЫ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ (УТИЛИЗАЦИИ) ГАЗА.....	40
2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	44
2.1 ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ.....	44
2.2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	44
2.3 ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ	46
2.4 ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ.....	49
2.5 РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ.....	51
2.6 ЖИВОТНЫЙ МИР	51
3. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА.....	53
3.1 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА.....	53
4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	55
4.1 ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	55
4.2 РАСЧЕТ РАССЕИВАНИЯ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ.....	82
4.3 ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕРА САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ	85
4.4 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ФИЗИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ.....	85
4.5 ВОДОСНАБЖЕНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ	86
4.6 ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ	91
ВИД ОТХОДА	107
4.7 ВОЗДЕЙСТВИЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	107
4.8 РЕКУЛЬТИВАЦИЯ ЗЕМЕЛЬ.....	108
5. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	110
5.1 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КАЧЕСТВО АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	111
5.2 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ	113
5.3 ФАКТОРЫ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ.....	116
5.4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ.....	118
5.5 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ	120
5.7 РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА	125
5.8 ФИЗИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ	125
5.9 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ.....	127
5.10 СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ НАСЕЛЕНИЯ.....	131
5.11 СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ НАСЕЛЕНИЯ.....	133
5.12 ОХРАНА ПАМЯТНИКОВ ИСТОРИИ И КУЛЬТУРЫ	133
5.13 ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПЕРАЦИЙ ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ	133
6. АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ	137
6.1 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ	137
7. ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА	139
7.1 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЛОЩАДОК ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН.....	139
7.2 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	140
7.3 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ОТХОДОВ.....	140
7.4 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ БИОСФЕРЫ.....	140
7.5 ОБОРУДОВАНИЕ И МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА	140
7.6 КОНТРОЛЬ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	141
8. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ ИЗУЧЕНИЮ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА	142

9	НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ	143
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	151

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 – Адресная программа ГТМ по 1 варианту разработки.....	18
Таблица 1.2 – Адресная программа ГТМ по 2 варианту разработки.....	19
Таблица 1.3 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2 (рекомендуемый)	21
Таблица 1.4 - Характеристика основных показателей разработки Вариант 2 (рекомендуемый)	22
Таблица 1.5 - Проектная конструкция скважин.....	24
Таблица 1.6 - Проектная конструкция скважин.....	25
Таблица 1.7 - Рекомендуемая конструкция скважины GS-1	27
Таблица 1.8 - Проектная конструкция горизонтальной скважины GS-2.....	29
Таблица 1.9 - Расчет продолжительности бурения для скважин проектной глубиной 3800м.....	31
Таблица 1.10 - Расчет продолжительности бурения для наклонно-направленной скважины проектной глубиной 3941/4230м (по вертикали/по стволу)	31
Таблица 1.11 - Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины GS-1 с проектной глубиной 3551/4290м (по вертикали/по стволу).....	31
Таблица 1.12 - Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины GS-2 с проектной глубиной 3551/4770м. (по вертикали/по стволу).....	32
Таблица 1.13 - Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Кожасай.....	34
Таблица 1.14 - Необходимые мощности сооружений и оборудования систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин на месторождении Кожасай.....	37
Таблица 1.15 – Баланс добычи и распределение газа по месторождению Кожасай на 2024-2034 г. (рекомендуемый вариант-2)	43
Таблица 2.1- Общая климатическая характеристика	44
Таблица 2.2 - Повторяемость направления ветра	44
Таблица 2.3-Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ	45
Таблица 2.4- Результаты мониторинга поверхностных и подземных вод	47
Таблица 2.5 - Результаты контроля почвы	50
Таблица 4.1 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 13 вертикальных скважин:.....	64
Таблица 4.2 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 12 наклонно-направленных скважин:.....	65
Таблица 4.3 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 1 горизонтальной скважины ГС-1:.....	66
Таблица 4.4 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 1 горизонтальной скважины ГС-2:.....	66
Таблица 4.5 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 11 резервных скважин:.....	67
Таблица 4.6 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 2 оценочных скважин:.....	67
Таблица 4.7 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2026-2035гг по 1 варианту разработки.....	69
Таблица 4.8 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 40 вертикальных скважин (2 вариант разработки).....	73
Таблица 4.9 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 10 наклонно-направленных скважин (2 вариант разработки)	73
Таблица 4.10 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве горизонтальных скважин ГС-1 (2 вариант разработки).....	74
Таблица 4.11 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве горизонтальных скважин ГС-2 (2 вариант разработки)	75
Таблица 4.12 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 11 резервных скважин (2 вариант разработки)	75
Таблица 4.13 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 2 оценочных скважин (2 вариант разработки).....	76
Таблица 4.14 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2026-2035гг по 2 рекомендуемому варианту разработки.....	78
Таблица 4.15 - Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере	83
Таблица 4.16 - Фоновые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе (мг/м3).....	83
Таблица 4.17 - Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.....	84
Таблица 4.18 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин согласно варианту разработки.....	1 86

Таблица 4.19 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации (2026-2035гг) месторождения Кожасай	87
Таблица 4.20 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 11 резервных скважин	87
Таблица 4.21 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 2 оценочных скважин	88
Таблица 4.22 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин согласно варианту разработки	88
Таблица 4.23 – Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации (2026-2035гг) месторождения Кожасай по 2 варианту разработки	89
Таблица 4.24 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 11 резервных скважин	89
Таблица 4.25- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 2 оценочных скважин	89
Таблица 4.26 - Объем выбуренной породы при строительстве вертикальной скважины	99
Таблица 4.27 - Объем выбуренной породы при строительстве наклонно-направленной скважины	100
Таблица 4.28 - Объем выбуренной породы при строительстве горизонтальной скважины ГС-1	100
Таблица 4.29 - Объем выбуренной породы при строительстве горизонтальной скважины ГС-2	100
Таблица 4.30 - Объем выбуренной породы при строительстве резервной скважины	101
Таблица 4.31 - Объем выбуренной породы при строительстве оценочной скважины	101
Таблица 4.32 - Образование коммунальных отходов при строительстве скважины	102
Таблица 4.33 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважины	103
Таблица 4.34 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве вертикальных скважин	103
Таблица 4.35 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве наклонно-направленных скважин	104
Таблица 4.36 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве горизонтальной скважины ГС-1.....	104
Таблица 4.37 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве горизонтальной скважины ГС-2.....	104
Таблица 4.38 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве резервных скважин.....	105
Таблица 4.39 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве оценочных скважин.....	105
Таблица 4.40- Образование коммунальных отходов при эксплуатации	106
Таблица 4.41 - Виды и количества образующихся отходов при эксплуатации месторождения.....	107
Таблица 5.1 - Градации значимости воздействий	110
Таблица 5.2 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий при проведении оценки воздействия на ОС.....	110
Таблица 5.3 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха	113
Таблица 5.4 - Анализ последствий возможного загрязнения водных ресурсов	113
Таблица 5.5 - Анализ воздействия на геологическую среду	117
Таблица 5.6 - Анализ последствий возможного загрязнения почвенных покров.....	119
Таблица 5.7 - Анализ последствий возможного загрязнения на растительность	121
Таблица 5.8 - Анализ воздействия на фауну.....	123
Таблица 5.9 - Компоненты социально-экономической среды, рассматриваемые в ходе оценки воздействия	127
Таблица 5.10 - Градации пространственных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу.....	128
Таблица 5.11 - Градации временных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу.....	128
Таблица 5.12 - Градации масштабов интенсивности воздействия на социально-экономическую сферу	128
Таблица 5.13 - Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу.....	129
Таблица 5.14 - Матрица результатов оценки воздействий на социально-экономическую сферу	132
Таблица 7.1 – Список измеряемых параметров	141

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.
- 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 разработки;
- 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 Кожасай» 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 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 «Казахойл Актобе» и Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» - Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№03042Р от 07 апреля 2026г).

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

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

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

Рассматриваемый материал включает в себя:

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

Юридические адреса:

Заказчик:

**030000, г. Актобе, пр. А.Молдагуловой, 46,
ТОО «КазахойлАктобе»
тел: (7132) 93 32 99
факс: (7132) 55 73 25**

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 Кожасай в административном отношении находится в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан.

Месторождение Кожасай расположено в 245 км от города Актюбинска. Ближайший населенный пункт - пос. Кожасай находится в 1,5 км (рис. 1.1) и пос. Жагабулак.

В орографическом отношении описываемый район работ расположен в пределах Предуральского плато и представляет собой слабо всхолмленную равнину с редкой сетью балок и оврагов. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +140 м до +260 м и повышаются с запада на восток, от правобережья р. Эмба в сторону Мугаджарских гор.

Железнодорожный узел Эмба находится около 120 км к северо-востоку от площади Кожасай. Сообщение с городом Актобе, а также с нефтепромыслами Кенкияк и Жанажол осуществляется по шоссейной дороге. В непосредственной близости, в 5 км к северо-востоку, находится разрабатываемое месторождение Жанажол, где построен базовый поселок нефтедобытчиков и действует небольшой завод по получению серы из растворенного в нефти газа.

Транспортировка добываемой нефти от месторождения Кожасай до промысла Кенкияк осуществляется по нефтепроводу и далее по магистральному нефтепроводу, который проходит на расстоянии 100 км - до города Орск (Россия).

Гидрографическая сеть представлена рекой Эмба и левыми притоками рек Атжаксы и Ащисай. Главной водной артерией является р. Эмба, которая пересекает площадь с северо-востока на юго-запад и имеет постоянный водоток. Источники питьевой воды находятся на месторождении, в пределах песчаного массива Кокжиде.

Намечаемая деятельность запланирована в рамках горного отвода. Глубина горного отвода – минус 3500 метров.

Координаты угловых точек:

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная долгота
1	48° 08' 24"	57° 07' 03"
2	48° 10' 44"	57° 07' 49"
3	48° 13' 26"	57° 10' 07"
4	48° 14' 31"	57° 11' 22"
5	48° 15' 40"	57° 12' 11"
6	48° 16' 44"	57° 14' 08"
7	48° 16' 54"	57° 14' 09"
8	48° 17' 47"	57° 14' 46"
9	48° 17' 21"	57° 15' 05"
10	48° 17' 02"	57° 16' 50"
11	48° 15' 24"	57° 16' 18"
12	48° 14' 54"	57° 15' 11"
13	48° 13' 18"	57° 14' 47"
14	48° 12' 42"	57° 14' 19"
15	48° 12' 00"	57° 13' 00"
16	48° 07' 09"	57° 10' 41"
17	48° 07' 00"	57° 08' 00"
Площадь (без исключения) – 95,27 кв.км.		

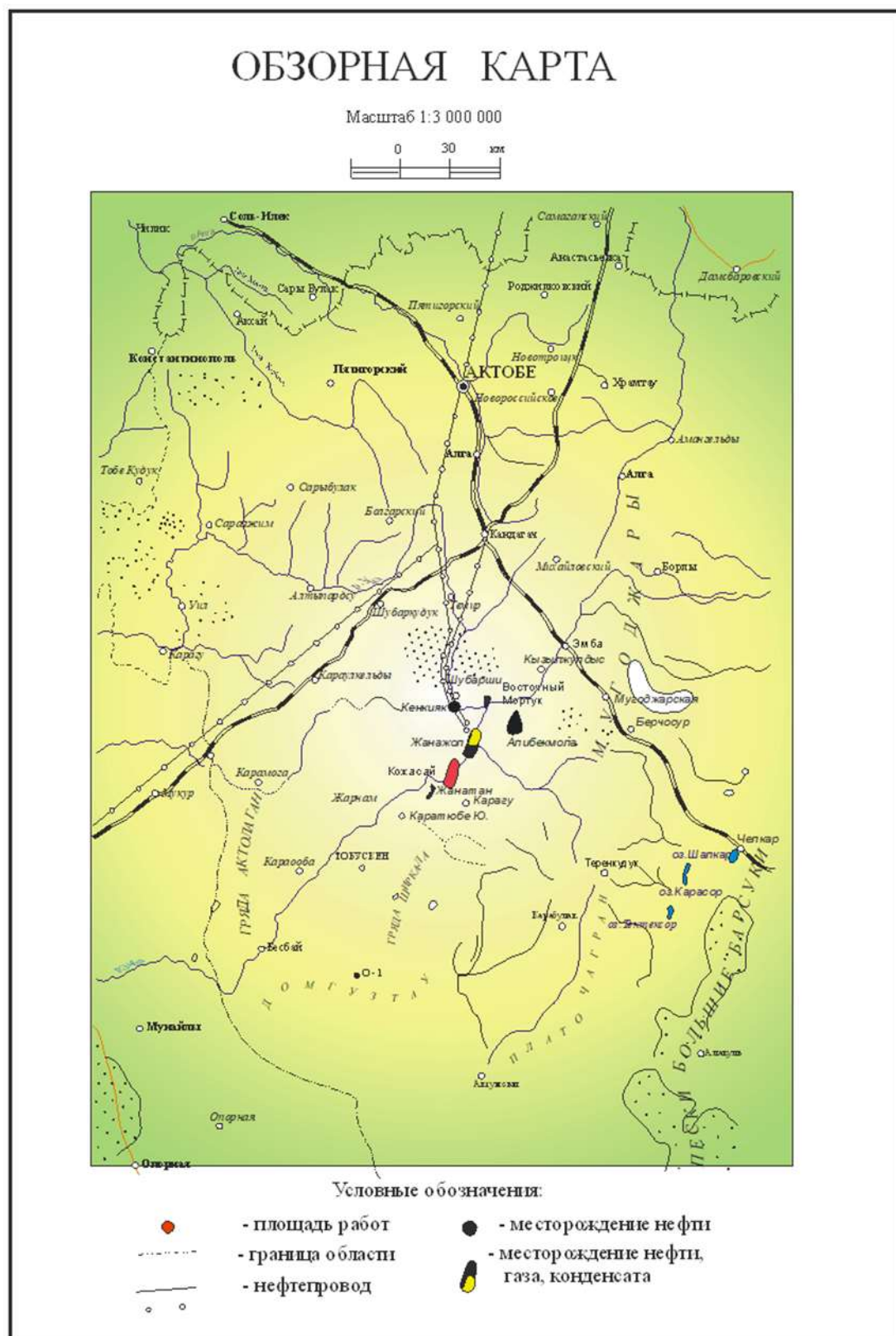


Рисунок 1 – Обзорная карта

1.2 Целевое назначение работы

До 2000г месторождение находилось в консервации, а с 2000г недропользователем является ТОО «Казахойл Актобе», лицензию на право пользования недрами в РК серии ГКИ №1009 (нефть) от 19.10.1998г.

Действующим проектным документом является «Проект разработки месторождения Кожасай» – 2021г, с утвержденными технологическими показателями по II варианту разработки на 2021-2024гг (Протокол ЦКРР РК №18/8 от 14 октября 2021г).

Первые сведения о строении подсолевых отложений получены в результате работ МОВ Актюбинской геофизической экспедиции в период 1960-1970 годов. Недостатком проведенных сейсмических исследований являлось низкое качество прослеживаемости подсолевых горизонтов, что не позволило в то время выявить Кожасайское поднятие.

В 1978-1983гг Турланской и Актюбинской геофизическими экспедициями на площади проводились сейсморазведочные работы МОГТ. В результате этих работ было выявлено и оконтурено подсолевое поднятие Кожасай, что послужило основанием для выхода на площадь поисковым бурением.

Месторождение Кожасай открыто в 1983г параметрической скважиной П-2, где при опробовании в колонне карбонатной пачки КТ-II получен фонтанный приток нефти дебитом 39 м³/сут., при 8 мм штуцере.

Нефтегазоносность установлена в карбонатных отложениях нижнего и среднего карбона (КТ-II). В разрезе карбонатной толщи выделены две продуктивные пачки КТ-II-I и КТ-II-II, пачка КТ-II-I содержит нефтегазоконденсатную залежь, а КТ-II-II – нефтяную.

В 2016г компанией ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Кожасай по состоянию 01.01.2016г», который был защищен на заседании коллегии ЦКР РК и утвержден 19 августа 2016г (Протокол №75/11), который было рекомендовано «в течение 2016-2017гг завершить и представить на рассмотрение ГКЗ РК Пересчет запасов УВС. По результатам Пересчета запасов УВС, внести соответствующие корректировки в Горный отвод».

В 2017г компанией АО «НИПИнефтегаз» был выполнен отчет «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Кожасай по состоянию на 02.01.2017г», который был защищен на заседании ГКЗ РК и утвержден 25 мая 2017г (Протокол №1812-17-У).

Начальные геологические и извлекаемые запасы углеводородов на месторождении учтены в следующих количествах и по категориям (Протокол ГКЗ РК № №1812-17-У от 25.05.2017г):

В целом по месторождению:

Нефти – геологические/извлекаемые

В+С₁ -116 460/22 709 тыс.т.,

С₂-13 175/1 925 тыс.т;

Растворенного газа – геологические/извлекаемые

В+С₁-25 887/5 048 млн.м³,

С₂-2 917/428 млн.м³;

Свободный газ - геологические/извлекаемые

С₁ – 5 371/5 109 млн.м³;

Конденсат - геологические/извлекаемые

категории С₂-1978/941 тыс.т.

При дальнейшей работе на месторождении недропользователю рекомендовано:

- Провести работы по уточнению структурно-тектонической и седиментационной моделей месторождения с учетом сейсмики 3Д, ГИС и керна;
- При бурении новых скважин на блоке П-4 провести полный комплекс ГИС, отобрать и исследовать керн;

- Продолжить выполнение специальных исследований керна с целью определения остаточной водонасыщенности продуктивных горизонтов и коэффициента вытеснения нефти водой;

- Провести исследования на гидрофобность;

- Выполнить газоконденсатные исследования;

- Провести раздельное опробование низкопоровых коллекторов;

- Провести отбор и изучение пластовых вод;

- Предусмотреть мероприятия по доизучению залежей, оцененных по категории C_2 с целью перевода в категорию C_1 и мероприятия по увеличению КИН.

По рекомендациям ГКЗ РК на месторождении выполнены следующие работы:

В 2017г был выполнен отчет «Исследование осадочных фаций и прогноз коллекторов месторождения Кожасай» для уточнения седиментационной модели месторождения.

В 2018г была выполнена и утверждена в МД «Запказнедра» работа по «Переобработке и переинтерпретации сейсмических данных 3Д месторождения Кожасай» (протокол №100/2018 от 25.10.2018 г.), для уточнения структурно-тектонической модели месторождения.

В 2018г Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», был выполнен отчет «Проведение комплексной интерпретации материалов ГИС по месторождению Кожасай».

В 2018г Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», был выполнен «Проект горного отвода месторождения Кожасай». Комитетом геологии и недропользования выдан новый горный отвод №326-Д-УВС от 12.07.2018г.

По исследованию керна на дату составления отчета были продолжены работы по уточнению граничных значений пористости, насыщенности и проницаемости.

В 2019г в лаборатории филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» дополнительно отобраны 73 цилиндрических образцов керна по скважинам К-001 и К-002 и проведены стандартные (пористость, проницаемость, объёмная и минералогическая плотность, карбонатность, XRD) и специальные исследования (УЭС, ОФП), геомеханические исследования. С целью повышения эффективности заводнения и исследования возможности применения газовых и химических МУН пластов были проведены на керне водогазовое, полимерное, кислотное воздействие и закачка низкоминерализованной воды в породу. На 10 образцах проведен анализ смачиваемости по Амотту.

В 2019г Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», проведена работа по созданию геологической и гидродинамической модели продуктивных пластов месторождения Кожасай по состоянию на 01.01.2019г.

В 2019г Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Анализ разработки...», который был рассмотрен и согласован на заседании ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР РК №14/10 от 03-04.10.2019г) с утвержденными проектными показателями разработки на период 2020-2022гг.

В 2021г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» составлен «Проект разработки месторождения Кожасай», рассмотренный и согласованный на заседании ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР РК №18/8 от 14.10.2021г), с утверждением показателей разработки на период 2021-2024гг.

В 2022г с целью выполнения рекомендации ЦКРР РК, Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Пересчет извлекаемых запасов газа растворенного в нефти месторождения Кожасай», (Протокол ГКЗ РК № 2454-22-У от 14.12.2022г), в рамках которого утверждены запасы растворенного в следующих количествах и по категориям:

Растворенный газ:

$V+C_1$ – 255 726 млн.м³ геологические, в том числе извлекаемые – 20 393,1 млн.м³;

C_2 – 2 624 млн.м³ геологические, в том числе извлекаемые – 2 092,6 млн.м³.

Выполнение дополнения к проекту разработки обусловлено рекомендацией ЦКРР РК о предоставлении нового базового проектного документа на разработку, бурением новых скважин, проведением работ по оценке запасов газа, а также необходимостью проведения комплексного изучения результатов геолого-промысловых, геофизических, гидродинамических и других исследований скважин и пластов.

1.3 Технологические показатели вариантов разработки

В рамках настоящего проекта для регулирования дальнейшей разработки месторождения рассмотрены 2 варианта разработки, рассматривающие бурение новых скважин с проведением программой геолого-технических мероприятий на фонде пробуренных скважин и оптимизации системы ППД.

Вариант 1 (базовый) предусмотрено проведение всех запланированных мероприятий в рамках АР-2025, включая бурение 27 добывающих скважин: 13 вертикальных, 12 наклонно-направленных и 2 горизонтальных скважин. Также запланированы работы по переводу 6 скважин под нагнетание и ряд ГТМ по 25 добывающим и 11 нагнетательным скважинам. Без ликвидации переходящих скважин на территории Кокжиде. При этом бурение проектных скважин на Кокжиде не предусматривается

Вариант 2 (рекомендуемый). В данном варианте предусматривается проведение мероприятий с учетом бурения на территории Кокжиде: бурение 52 добывающих скважин из них 40 вертикальных, 10 наклонно-направленных и 2 горизонтальные скважины. Также запланированы работы по переводу 22 скважин под нагнетание и ряд ГТМ по 25 добывающим и 11 нагнетательным скважинам.

Программа бурения на территории массива Кокжиде актуализирована с учетом выводов итогового отчета института КазНИТУ. В рамках научно-исследовательской работы «Геоэкологические и гидрогеологические исследования...» было подтверждено отсутствие загрязнения подземных вод нефтепродуктами. Экспертное заключение свидетельствует о том, что многолетняя нефтедобыча не оказала негативного воздействия на качество питьевых вод. Данные выводы обосновывают экологическую безопасность недропользования и позволяют продолжить реализацию планов по бурению на данном участке

Согласно протоколу от 15.01.2026г совещания по вопросам экологической безопасности месторождения подземных вод Кокжиде принято решение, что проведение работ по бурению новых скважин на территории Кокжиде допускается при разработке и соблюдении «Перечень технологических требований по недропользованию на территории песчаного массива Кокжиде»

Исходные данные по вариантам представлены в таблицах 1.1-1.2.

Таблица 1.1 – Адресная программа ГТМ по 1 варианту разработки

№№ п/п	Год	Скважины	Скважина	Вид мероприятия
1	2026	K347	ВС	Бурение
2	2026	K402	ВС	Бурение
3	2026	K417Н	НН	Бурение
4	2027	ГС1	ГС	Бурение
5	2027	K528Н	НН	Бурение
6	2027	K418Н	НН	Бурение
7	2028	K339	ВС	Бурение
8	2028	K357	ВС	Бурение
9	2028	K355	ВС	Бурение
10	2029	K407Н	НН	Бурение
11	2029	K408Н	НН	Бурение
12	2029	K409Н	НН	Бурение
13	2030	K401	ВС	Бурение
14	2030	K356	ВС	Бурение

15	2030	ГС2	ГС	Бурение
16	2031	K413H	НН	Бурение
17	2031	K414H	НН	Бурение
18	2031	K415H	НН	Бурение
19	2032	K410H	НН	Бурение
20	2032	K411H	НН	Бурение
21	2032	K412H	НН	Бурение
22	2033	K348	ВС	Бурение
23	2033	K610	ВС	Бурение
24	2033	K353	ВС	Бурение
25	2034	K358	ВС	Бурение
26	2034	K351	ВС	Бурение
27	2034	K360	ВС	Бурение

Таблица 1.2 – Адресная программа ГТМ по 2 варианту разработки

№№ п/п	Год	Скважины	Тип скв	Вид мероприятия
1	2026	K347	ВС	Бурение
2	2026	K402	ВС	Бурение
3	2026	K417H	НН	Бурение
4	2027	ГС1	ГС	Бурение
5	2027	K528H	НН	Бурение
6	2027	K418H	НН	Бурение
7	2028	K644	ВС	Бурение
8	2028	K516	ВС	Бурение
9	2028	K624	ВС	Бурение
10	2029	K328	ВС	Бурение
11	2029	K355	ВС	Бурение
12	2029	K357	ВС	Бурение
13	2029	K339	ВС	Бурение
14	2030	K534	ВС	Бурение
15	2030	K649H	НН	Бурение
16	2030	K531	ВС	Бурение
17	2030	K322	ВС	Бурение
18	2031	K512	ВС	Бурение
19	2031	K520	ВС	Бурение
20	2031	K405	ВС	Бурение
21	2031	K539	ВС	Бурение
22	2032	K304	ВС	Бурение
23	2032	K508H	НН	Бурение
24	2032	K303	ВС	Бурение
25	2032	K342	ВС	Бурение
26	2033	K407H	НН	Бурение
27	2033	K505H	НН	Бурение
28	2033	K518H	НН	Бурение
29	2033	K332	ВС	Бурение
30	2034	K305	ВС	Бурение
31	2034	K517	ВС	Бурение
32	2034	K702	ВС	Бурение
33	2034	K614	ВС	Бурение
34	2035	K309	ВС	Бурение
35	2035	K503H	НН	Бурение
36	2035	K403	ВС	Бурение
37	2035	K514	ВС	Бурение
38	2036	K043	ВС	Бурение
39	2036	ГС2	ГС	Бурение

40	2036	K641	BC	Бурение
41	2036	K623	BC	Бурение
42	2037	K060H	HH	Бурение
43	2037	K511	BC	Бурение
44	2037	K648	BC	Бурение
45	2037	K629	BC	Бурение
46	2038	K312	BC	Бурение
47	2038	K318	BC	Бурение
48	2038	K625	BC	Бурение
49	2038	K618	BC	Бурение
50	2039	K519	BC	Бурение
51	2039	K346	BC	Бурение
52	2039	K354	BC	Бурение

Прогнозные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов и месторождения в целом по 2 рекомендуемому варианту представлены в таблицах 1.3-1.4.

Таблица 1.3 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	3	3	0	76	0	11,4	0	0	0	0	0	60	7	13	16,0	17,3	67,7
2027	3	3	0	79	1	22,8	0	0	0	0	0	64	8	13	16,9	19,0	69,9
2028	3	3	0	82	0	34,2	1	0	1	1	0	66	9	14	17,3	20,1	79,1
2029	3	3	0	85	0	45,6	0	0	0	0	0	69	9	14	17,5	20,4	83,9
2030	3	3	0	88	0	57,0	1	0	1	1	0	71	9	15	17,6	20,8	83,8
2031	3	3	0	91	0	68,4	2	0	2	2	0	72	10	17	17,2	20,7	75,7
2032	3	3	0	94	0	79,8	0	0	0	0	0	75	10	17	16,9	20,7	77,1
2033	3	3	0	97	0	91,2	2	0	2	2	0	76	10	19	16,6	20,6	81,8
2034	3	3	0	100	0	102,6	2	0	2	2	0	77	11	21	16,3	20,6	80,4
2035	0	0	0	100	0	102,6	2	0	2	2	0	75	11	23	15,7	20,2	76,6
2036	0	0	0	100	0	102,6	1	0	1	1	0	74	11	24	15,0	19,6	72,8
2037	0	0	0	100	0	102,6	1	0	1	1	0	73	11	25	14,4	19,3	71,8
2038	0	0	0	100	0	102,6	0	0	0	0	0	73	12	25	13,8	18,9	67,9
2039	0	0	0	100	0	102,6	0	0	0	0	0	73	12	25	13,3	18,5	65,9
2040	0	0	0	100	0	102,6	0	0	0	0	0	73	12	25	12,7	18,1	63,9
2041	0	0	0	100	0	102,6	0	0	0	0	0	73	13	25	12,2	17,7	66,1
2042	0	0	0	100	0	102,6	0	0	0	0	0	73	13	25	11,7	17,3	64,2
2043	0	0	0	100	0	102,6	0	0	1	1	0	72	13	25	11,3	16,9	61,9
2044	0	0	0	100	0	102,6	0	0	0	0	0	72	14	25	10,8	16,6	59,8
2045	0	0	0	100	0	102,6	0	0	0	0	0	72	14	25	10,4	16,2	58,1
2046	0	0	0	100	0	102,6	0	0	0	0	0	72	14	25	10,0	15,9	59,9
2047	0	0	0	100	0	102,6	0	0	0	0	0	72	15	25	9,6	15,5	61,6
2048	0	0	0	100	0	102,6	0	0	1	1	0	71	15	25	9,2	15,2	59,4
2049	0	0	0	100	0	102,6	0	0	0	0	0	71	15	25	8,8	14,9	60,6
2050	0	0	0	100	0	102,6	0	0	0	0	0	71	16	25	8,5	14,6	58,9
2051	0	0	0	100	0	102,6	0	0	0	0	0	71	16	25	8,1	14,3	57,2
2052	0	0	0	100	0	102,6	0	0	1	1	0	70	16	25	7,8	14,0	58,1
2053	0	0	0	100	0	102,6	0	0	0	0	0	70	17	25	7,5	13,7	56,2
2054	0	0	0	100	0	102,6	0	0	0	0	0	70	17	25	7,2	13,4	54,6
2055	0	0	0	100	0	102,6	0	0	1	1	0	69	17	25	6,9	13,1	52,7

Таблица 1.4 - Характеристика основных показателей разработки Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемищность одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	3	3	0	76	0	11,4	0	0	0	0	0	60	7	13	16,0	17,3	67,7
2027	3	3	0	79	1	22,8	0	0	0	0	0	64	8	13	16,9	19,0	69,9
2028	3	3	0	82	0	34,2	1	0	1	1	0	66	9	14	17,4	20,1	79,1
2029	4	4	0	86	0	49,4	0	0	0	0	0	70	9	14	17,5	20,5	83,9
2030	4	4	0	90	0	64,6	1	0	1	1	0	73	9	15	17,7	20,7	83,8
2031	4	4	0	94	0	79,8	2	0	2	2	0	75	10	17	18,0	21,3	81,3
2032	4	4	0	98	0	95,0	2	0	2	2	0	77	10	19	18,0	21,4	79,2
2033	4	4	0	102	0	110,2	4	0	4	4	0	77	10	23	17,7	21,3	75,0
2034	4	4	0	106	0	125,4	3	0	3	3	0	78	11	26	17,3	21,2	69,5
2035	4	4	0	110	0	140,6	1	0	1	1	0	81	11	27	17,1	21,1	70,7
2036	4	4	0	114	0	155,8	2	0	2	2	0	83	11	29	17,0	21,2	69,2
2037	4	4	0	118	0	171,0	3	0	3	3	0	84	11	32	16,9	21,2	64,6
2038	4	4	0	122	0	186,2	2	0	2	2	0	86	12	34	16,5	21,0	64,3
2039	3	3	0	125	0	197,6	1	0	1	1	0	88	12	35	16,1	20,7	61,8
2040	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	0	88	12	35	15,7	20,3	60,3
2041	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	0	88	13	35	15,1	19,9	62,7
2042	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	0	88	13	35	14,6	19,4	61,0
2043	0	0	0	125	0	197,6	0	0	1	1	0	87	13	35	14,1	19,0	62,9
2044	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	0	87	14	35	13,7	18,6	60,9
2045	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	0	87	14	35	13,2	18,1	59,2
2046	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	0	87	14	35	12,7	17,7	61,1
2047	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	0	87	15	35	12,3	17,3	59,4
2048	0	0	0	125	0	197,6	0	0	1	1	0	86	15	35	11,9	16,9	57,5
2049	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	0	86	15	35	11,5	16,6	59,0
2050	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	0	86	16	35	11,1	16,2	57,3
2051	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	0	86	16	35	10,7	15,8	55,7
2052	0	0	0	125	0	197,6	0	0	1	1	0	85	16	35	10,4	15,5	56,9
2053	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	0	85	17	35	10,0	15,1	55,1
2054	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	0	85	17	35	9,7	14,8	53,6
2055	0	0	0	125	0	197,6	0	0	1	1	0	84	17	35	9,4	14,5	51,9
2056	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	0	84	18	35	9,1	14,2	52,9
2057	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	0	84	18	35	8,7	13,8	51,4
2058	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	0	84	18	35	8,4	13,5	50,0
2059	0	0	0	125	0	197,6	0	0	1	1	0	83	19	35	8,2	13,2	48,4
2060	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	0	83	19	35	7,9	12,9	46,9
2061	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	0	83	19	35	7,6	12,6	45,6
2062	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	0	83	20	35	7,4	12,4	44,3
2063	0	0	0	125	0	197,6	0	0	1	1	0	82	20	35	7,1	12,1	42,9
2064	0	0	0	125	0	197,6	0	0	1	1	0	81	20	35	6,9	11,8	41,4

2065	0	0	0	125	0	197,6	0	0	1	1	0	80	21	35	6,7	11,6	39,9
2066	0	0	0	125	0	197,6	0	0	1	1	0	79	21	35	6,5	11,4	38,4
2067	0	0	0	125	0	197,6	0	0	1	1	0	78	21	35	6,3	11,1	37,0
2068	0	0	0	125	0	197,6	0	0	1	1	0	77	22	35	6,1	10,9	35,7

1.4 Конструкция 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.

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

С учетом вышеизложенного, рекомендуется следующая конструкция вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин на месторождении Кожасай:

Скважины, предназначенные для эксплуатации 1 основного объекта:

1. Карбонатная толща КТ-II, нижний карбон - (C_2b+C_1);

В рамках «Проекта разработки месторождения Кожасай» эксплуатационные скважины должны иметь следующие конструкции:

Рекомендуемая конструкция для вертикальных скважин на месторождении Кожасай проектной глубиной 3800м.

Направление Ø 508,0мм спускается на глубину 40м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор Ø 339,7мм спускается на глубину 900 м, цементируется до устья с целью перекрытия отложений юры и триаса, где ожидаются прихват инструмента, сужения ствола скважины, перед вскрытием солей кунгурского яруса. Оборудование устья скважины ПВО.

Техническая колонна Ø 244,5мм спускается на глубину 3300м (± 250 м) в зависимости от подошвы кунгурского яруса, цементируется до устья с перекрытием отложений верхней перми, кунгурского яруса и нижней перми, где ожидаются прихват инструмента, сужение ствола скважины, перед вскрытием продуктивных пластов. Оборудование устья скважины ПВО.

Эксплуатационная колонна Ø177,8мм спускается до проектной глубины и цементируется подъемом цемента до устья прямым способом с установкой башмака на глубине 3800 м для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

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

Таблица 1.5 - Проектная конструкция скважин

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м	Тип цемента
	Долото	колонна			
Направление	660,4	508,0	40	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	444,5	339,7	900	до устья	ПЦТ-I-Г-СС-I
Техническая колонна	311,15	244,5	3300	до устья	ПЦТ-I-Г-СС-I
Эксплуатационная	212,7	177,8	3800*	до устья	ПЦТ-I-Г-СС-I

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

Для строительства наклонно-направленной скважины предусматривается следующая конструкция:

Направление Ø 508,0мм спускается на глубину 40м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор Ø 339,7мм спускается на глубину 900 м, цементируется до устья с целью перекрытия отложений юры и триаса, где ожидаются прихват инструмента, сужения ствола скважины, перед вскрытием солей кунгурского яруса. Оборудование устья скважины ПВО.

Техническая колонна Ø 244,5мм спускается на глубину 3000м (±250м) в зависимости от подошвы кунгурского яруса, цементируется до устья с перекрытием отложений верхней перми, кунгурского яруса и нижней перми, где ожидаются прихват инструмента, сужение ствола скважины, перед вскрытием продуктивных пластов. Оборудование устья скважины ПВО.

Эксплуатационная колонна Ø177,8мм спускается до проектной глубины и цементируется подъемом цемента до устья прямым способом с установкой башмака на глубине 3941/4230м. (по вертикали/по стволу) для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

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

Принятая конструкция скважин приведена ниже в таблице

Таблица 1.6 - Проектная конструкция скважин

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м	Тип цемента
	Долото	колонна			
Направление	660,4	508,0	40	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	444,5	339,7	900	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Техническая колонна	311,15	244,5	3000	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Эксплуатационная	212,7	177,8	3941/4230*	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I

Примечание: В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн. Глубины спуска обсадных колонн устанавливаются в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений и с учетом профиля скважин.

Ниже приведены профили скважин для наклонно-направленных скважин, которые идентичны с остальными наклонно – направленными скважинами, но с меньшими глубинами. Более точные данные будут при составлении технического проекта на каждую скважину отдельно.

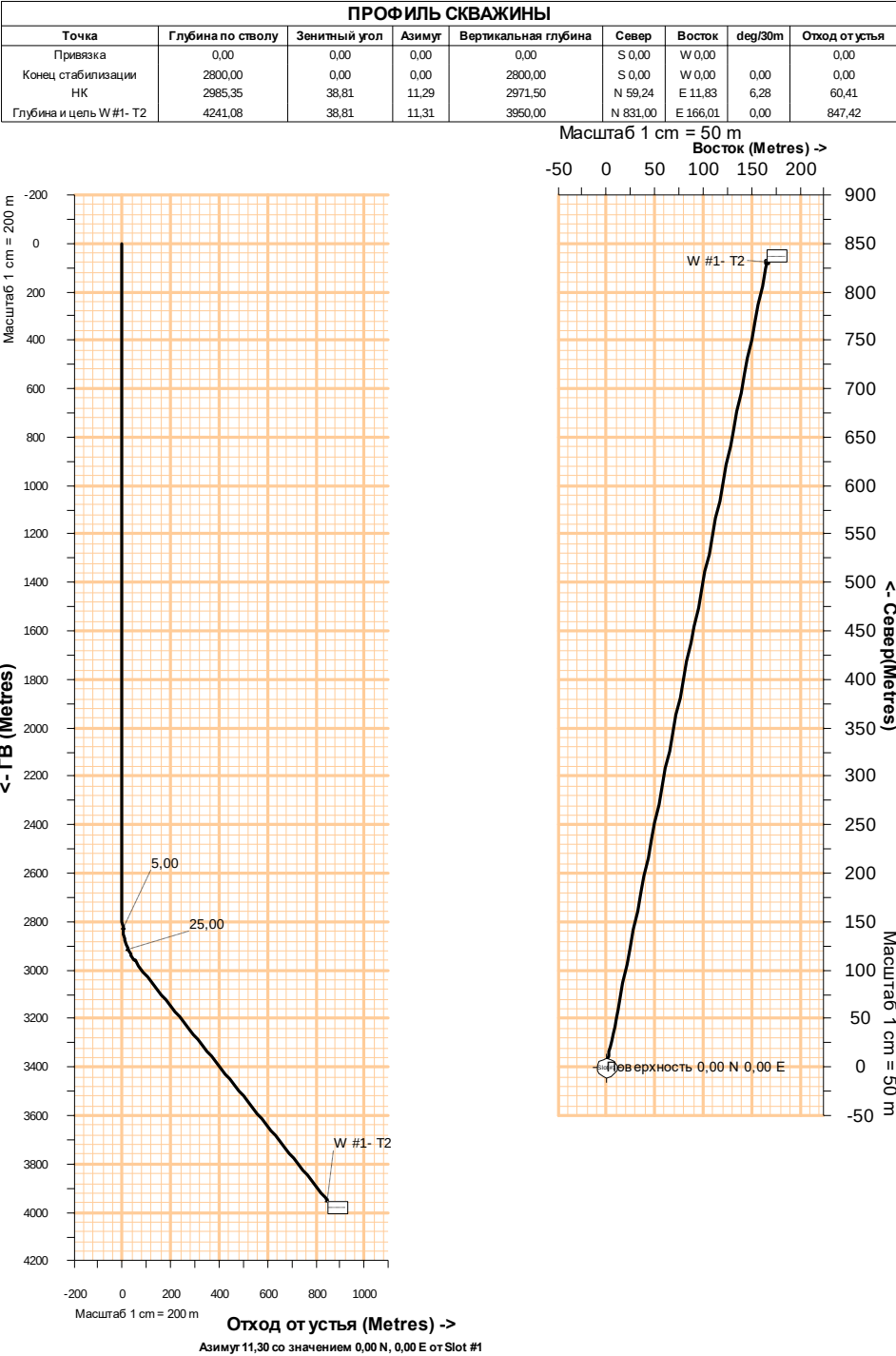


Рисунок 1.2– Профиль наклонно-направленной скважины

Для строительства горизонтального ствола скважины № GS-1 предусматривается следующая конструкция:

1. **Направление Ø 508мм** забивается на глубину 40 м, для перекрытия верхней толщи отложений и создания циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.
2. **Кондуктор Ø 339,7мм** спускается на глубину 650м (по вертикали) и цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых и водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.
3. **Техническая колонна Ø 244,5мм** спускается на глубину 2900м (по

вертикали), цементируется до устья (глубина спуска технической колонны может изменяться в зависимости от глубины залегания нижней терригенно-сульфатной пачки). Назначение - перекрытие надсолевой толщи, соленосной толщи, склонной к текучести и нижней терригенно-сульфатной пачки, сложенной интенсивно осыпавшимися породами.

4. **Эксплуатационная колонна Ø 177,8мм** спускается на проектную глубину 3531м/3840м (по вертикали /по стволу) и цементируется подъемом цемента до устья скважины для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции. Эксплуатационную колонну следует компоновать трубами в сероводородостойком исполнении с целью продления сроков эксплуатации скважины.

5. **Хвостовик Ø 114,3мм** спускается на глубину в интервале 3430/3510м-3551/4290м (по вертикали /по стволу). Не цементируется.

В таблице 1.7 представлена рекомендуемая проектная конструкция горизонтальной скважины GS-1 с учетом геологического разреза.

Таблица 1.7 - Рекомендуемая конструкция скважины GS-1

№ п/п	Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
		Долото	Колонна			
1	2	3	4	5	6	7
1	Направление	660,4	508	40	до устья	ПЦТ-1-50
2	Кондуктор	444,5	339,7	650	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
3	Техническая колонна	311,1	244,5	2900	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
4	Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	3531/3840	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
5	Хвостовик	152,4	114,3	3551/4290	Не цементируется	-

Примечание: В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн. Глубины спуска обсадных колонн устанавливаются в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений и с учетом профиля скважин.

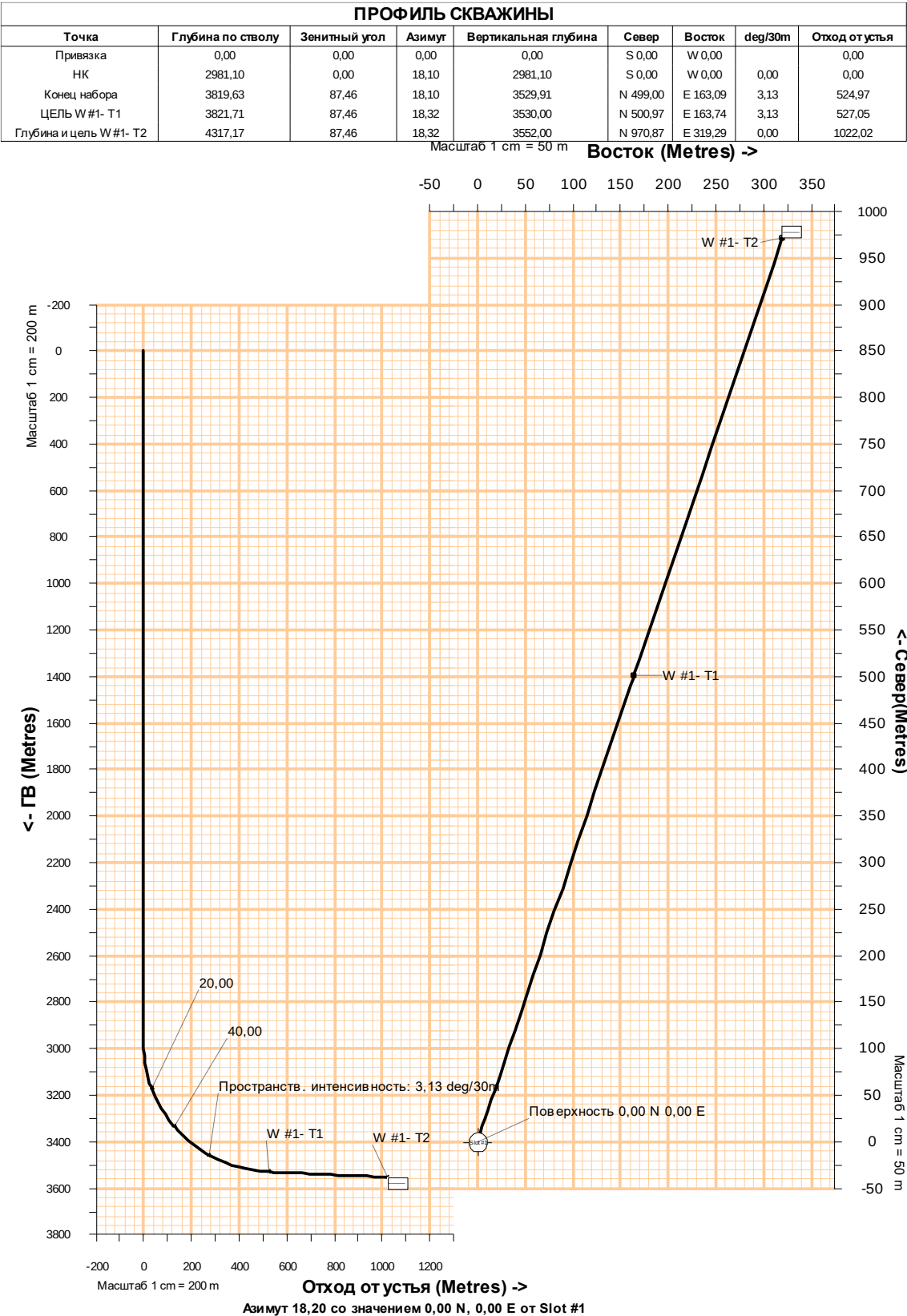


Рисунок 1.3– Профиль горизонтальной скважины GS-1

Для строительства горизонтального ствола скважины № GS-2 предусматривается следующая конструкция:

1. Направление Ø 508мм забивается на глубину 40 м, для перекрытия верхней толщи отложений и создания циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.

2. **Кондуктор Ø 339,7мм** спускается на глубину 650м (по вертикали) и цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых и водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.
3. **Техническая колонна Ø 244,5мм** спускается на глубину 2900м (по вертикали), цементируется до устья (глубина спуска технической колонны может изменяться в зависимости от глубины залегания нижней терригенно-сульфатной пачки). Назначение - перекрытие надсолевой толщи, соленосной толщи, склонной к текучести и нижней терригенно-сульфатной пачки, сложенной интенсивно осыпавшимися породами.
4. **Эксплуатационная колонна Ø 177,8мм** спускается на проектную глубину 3045/3060м (по вертикали /по стволу) и цементируется подъемом цемента до устья скважины для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции. Эксплуатационную колонну следует компоновать трубами в сероводородостойком исполнении с целью продления сроков эксплуатации скважины.
5. **Хвостовик Ø 114,3мм** спускается на глубину в интервале 3437/3520 - 3551/4770м (по вертикали /по стволу). Не цементируется.
- В таблице 1.8 представлена рекомендуемая проектная конструкция горизонтальной скважины GS-2 с учетом геологического разреза.

Таблица 1.8 - Проектная конструкция горизонтальной скважины GS-2

№ п/п	Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
		Долото	Колонна			
1	2	3	4	5	6	7
1	Направление	660,4	508	40	до устья	ПЦТ-1-50
2	Кондуктор	444,5	339,7	700	до устья	ПЦТ-I-Ġ- СС-I
3	Техническая колонна	311,1	244,5	2900	до устья	ПЦТ-I-Ġ- СС-I
4	Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	3537/3900	до устья	ПЦТ-I-Ġ- СС-I
5	Хвостовик	152,4	114,3	3551/4770	Не цементируется	-

Примечание: В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн. Глубины спуска обсадных колонн устанавливаются в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений и с учетом профиля скважин.

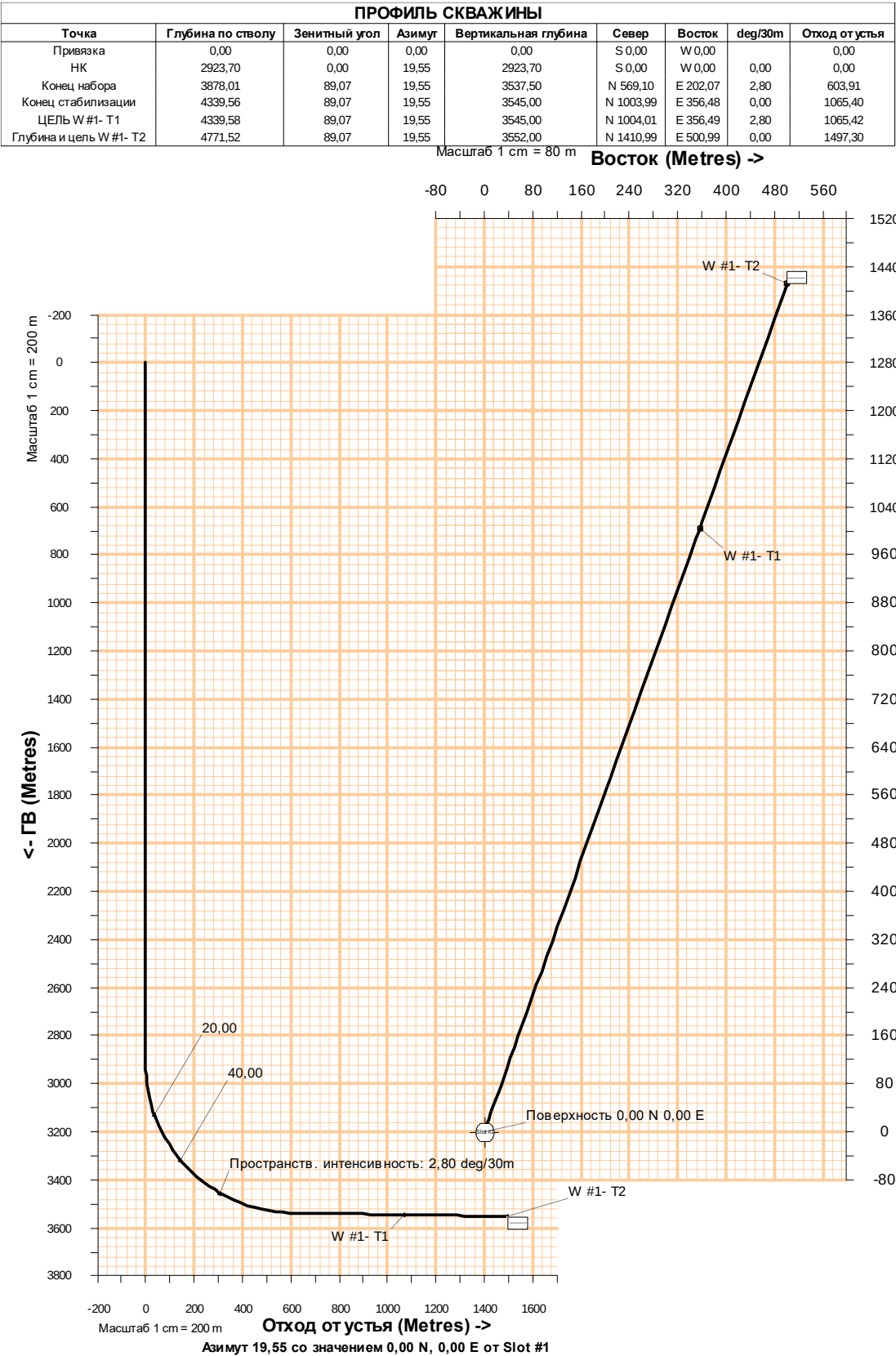


Рисунок 1.4– Профиль горизонтальной скважины GS-2

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до глубины 4000 м. Желательно применение мобильных буровых установок с повышенной монтаже способностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении

Кожасай более полно отвечает буровая установка ZJ-70 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 скважин проектной глубиной 3800м.

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	5
Бурение и крепление скважины	92,2
Освоение объектов в колонне	44,1
Строительно-монтажные работы	15
Полная продолжительность цикла строительства скважины	156,3

Таблица 1.10 - Расчет продолжительности бурения для наклонно-направленной скважины проектной глубиной 3941/4230м (по вертикали/по стволу)

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	5
Бурение и крепление скважины	99,8
Освоение объектов в колонне	46,1
Строительно-монтажные работы	15
Полная продолжительность цикла строительства скважины	165,9

Таблица 1.11 - Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины GS-1 с проектной глубиной 3551/4290м (по вертикали/по стволу)

№ п/п	Наименование работ	Время, сут.
1	2	3
1	Подготовительные работы к бурению	6,0
2	Бурение и крепление скважины	108,5
3	Освоение объектов в колонне	60,2
4	Строительно-монтажные работы	15,0
5	Полная продолжительность цикла строительства скважины	189,7

Примечание: расчет продолжительности бурения скважин корректируется при разработке технического проекта для строительства скважин

Таблица 1.12 - Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины GS-2 с проектной глубиной 3551/4770м. (по вертикали/по стволу)

№ п/п	Наименование работ	Время, сут.
1	2	3
1	Подготовительные работы к бурению	6,0
2	Бурение и крепление скважины	118.8
3	Освоение объектов в колонне	62.2
4	Строительно-монтажные работы	15,0
5	Полная продолжительность цикла строительства скважины	202

Примечание: расчет продолжительности бурения скважин корректируется при разработке технического проекта для строительства скважин.

1.5 Сведение о производственном процессе

По состоянию на 01.01.26 на месторождении Кожасай эксплуатация скважин ведется фонтанным и механизированным способами. На месторождении механизированный способ эксплуатации представлен непрерывно-дискретным газлифтом.

Система сбора и подготовки продукции скважины – это совокупность трубопроводных коммуникаций и другого оборудования, задачей которой является сбор продукции скважин и транспортировка ее до пунктов подготовки воды, газа и нефти.

Технологическая схема внутрипромысловой системы сбора и транспорта нефти и газа на месторождении Кожасай представлена на рисунке 1.5

В таблице 1.15 представлены характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Кожасай.

Рисунок 1.5– Технологическая схема внутрипромысловой системы сбора и транспорта нефти и газа

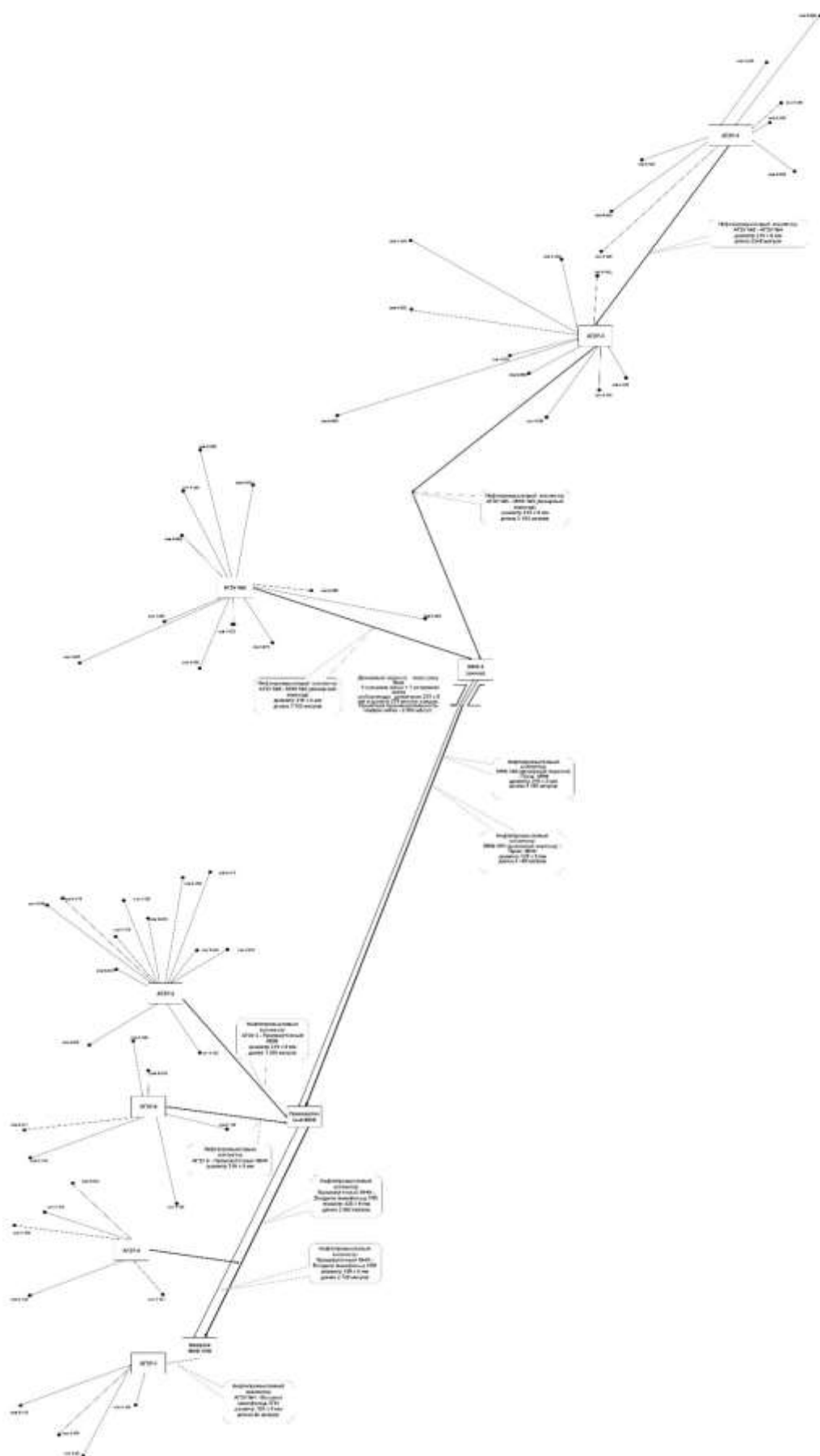


Рисунок 1.5– Технологическая схема внутрипромысловой системы сбора и транспорта нефти и газа

Таблица 1.13 - Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Кожасай

№	Марка АГЗУ	№ скважин	Диаметр выкидной линии от скважин до АГЗУ, мм	Протяженность выкидной линии от скважин до АГЗУ, м
1	2	3	4	5
1	АГЗУ-1 «ОЗНА- Массомер-ЕЕ- 1500-14»	К-008	108х8	616
		К-098	108х8	1660
		К-142	108х8	1283
		К-143	108х8	1316
2	АГЗУ-2 «ОЗНА- Импульс-40- 10- 1500»	К-002	108х8	1205
		К-016	108х8	1387
		К-017	108х8	1610
		К-018	108х8	1259
		К-019	108х8	586
		К-020	108х8	585
		К-021	108х8	598
		К-022	108х8	446
3	АГЗУ-3 «ОЗНА- Импульс-40- 10- 1500»	К-023	108х8	702
		К-026	108х8	1262
		К-004	108х8	944
		К-009	108х8	2362
		К-047	108х8	515
		К-48Д	108х8	591
		К-051	108х8	660
		К-052	108х8	970
		К-055	108х8	725
		К-056	108х8	2025
		К-058	108х8	1160
		К-204	108х8	2196
		К-005	108х8	1730
		К-006	108х8	2532
		К-039	108х8	160
		К-040	108х8	470
		К-042	108х8	620
		К-044	108х8	961
		К-045	108х8	1301
		К-049	108х8	1520
		К-003	108х8	401
		К-046	108х8	786
		К-064	108х8	732
		К-065	108х8	1930
		К-068	108х8	326
		К-073	108х8	467
		К-077	108х8	968
		К-097	108х8	1179
		К-123	108х8	317
		К-125	108х8	820
		К-202	108х8	1150
		К-071	108х8	495
		К-086	108х8	1200
		К-104	108х8	799
		К-126	108х8	245
		К-128	108х8	524
		К-306	108х8	736
		К-132	108х8	802
		К-134	108х8	1026
		К-135	108х8	679
		К-137	108х8	243
		К-140	108х8	740

Продукция добывающих скважин под рабочим давлением, по выкидным трубопроводам с добывающих скважин по трубопроводам поступает на АГЗУ № 1–6, 8, где производится оперативный учет продукции замерными установками «ОЗНА-Импульс40-1-750», «ОЗНА-Импульс40-14-750» и «ОЗНА-Импульс40-1-1500», замер дебита жидкости и газа осуществляется по каждой скважине в отдельности. Далее газожидкостная смесь поступает на блок входных манифольдов УПН.

Газожидкостная смесь от блока входных манифольдов по нефтесборным системам поступает на УПН для предварительной подготовки нефти месторождения Кожасай.

Продукция скважины поступает в нефтегазовый сепаратор I-й степени сепарации «НГС-1-П-2,5-3000» с объемом $V=100 \text{ м}^3$. Выделившийся газ после I-й степени сепарации направляется на II-ю ступень компрессоров УПГ-29 и УКПГ-40 ТОО "GasProcessingCompany".

Далее отсепарированный газ направляется в общий газовый коллектор высокого давления на прием компрессорных установок подготовки газа (УПГ-29) или же в коллектор высокого давления сброса газа на факельную установку УПГ-29, в состав которой входит

Далее отсепарированный газ направляется в общий газовый коллектор высокого давления на прием компрессорных установок подготовки газа (УПГ-29) или же в коллектор высокого давления сброса газа на факельную установку УПГ-29, в состав которой входит факельный сепаратор V-2483 ($V=36 \text{ м}^3$) и факел. Нефтяная эмульсия из нефтегазового сепаратора «НГС-1-П-2,5-3000» первой степени направляется на II-ю ступень сепарации в НГС II-1,6-2000-1-И ($V=25 \text{ м}^3$).

Отсепарированный газ из нефтегазового сепаратора I-й степени направляется в нефтегазовый сепаратор II-й степени с последующей подачей газа в газовый коллектор высокого давления. Попутный газ отводится далее направляется на II-ю ступень компрессоров УПГ-29 и УКПГ-40 ТОО "GasProcessingCompany".

Уловленный нефтяной конденсат направляется в трубопровод нефти через клапан регулятор на конечную сепарационную установку (КСУ).

После II-й степени сепарации нефть поступает на КСУ (конечная сепарационная установка) марки «НГС I-1,6-2000-1-И» ($V=25 \text{ м}^3$), где отсепарированный газ направляется в вертикальный сетчатый газовый сепаратор ГС-2 для более глубокой очистки газа от капельного уноса нефти.

Разгазированная нефть после сепаратора «НГС I-1,6-2000-1-И» по нефтяному трубопроводу поступает в резервуарный парк в резервуары хранения нефти РВС-400 (2-ед) или РВС-5000 м^3 (2-ед). Общий объем резервуарного парка составляет 10800 м^3 .

Нефть из резервуарного парка с помощью подпорных насосов ЦНСАн 60/66 производительностью $60 \text{ м}^3/\text{ч}$ и магистральных насосов типа ЦНС-105/294 производительностью $105 \text{ м}^3/\text{ч}$ транспортируется по нефтепроводу на ЦПНГ Алибекмола.

Транспорт нефти с УПН м/р «Кожасай» до ЦПНГ м/р «Алибекмола» осуществляется по нефтепроводу $\varnothing 273 \times 8 \text{ мм}$, общая протяженность которого составляет $61,270 \text{ км}$.

Принципиальная технологическая схема установки подготовки нефти месторождения Кожасай представлен на рисунке 1.6

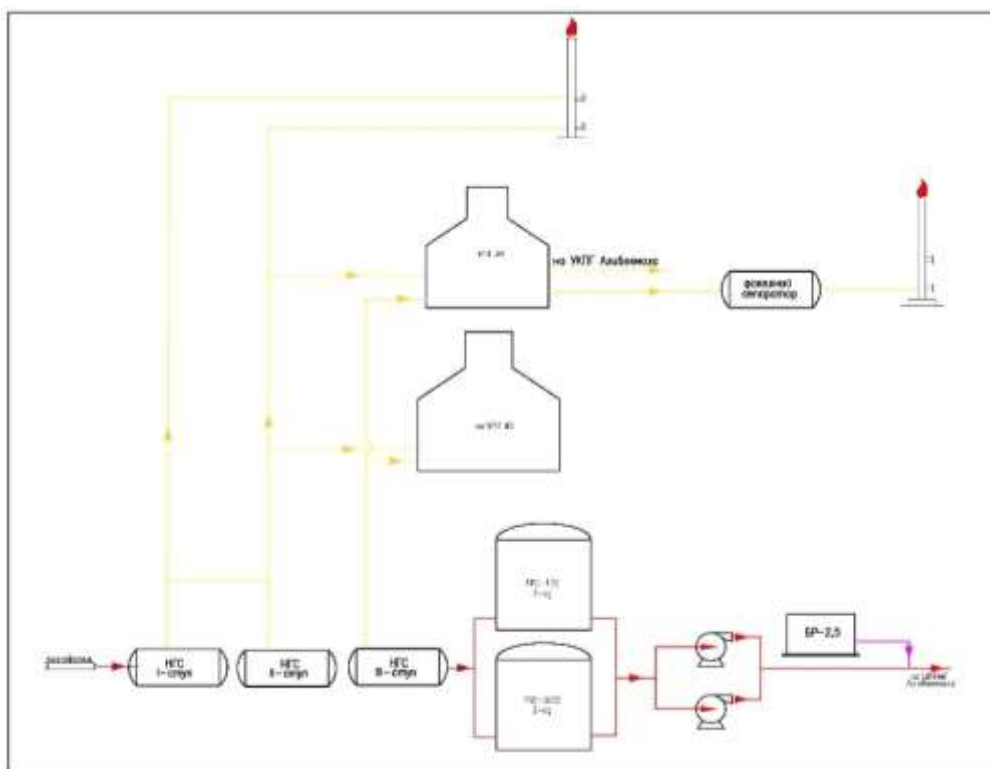


Рисунок 1.6 – Технологическая схема УПН Кожасай

Определение необходимых мощностей сооружений систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин

Согласно действующему технологическому регламенту после проведенной реконструкции и модернизации по эксплуатации объекта УПНГ месторождения Кожасай ее пропускная способность (мощности) составляет:

- по нефти – 1 млн. 150 тыс т/год;
- по газу – 288 млн. нм³/год.

С учетом объемов технологических потерь скважинной продукции, мощностей сооружений и оборудования систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин будет достаточно для обеспечения достижения прогнозных показателей настоящего отчета.

Выводы

1. Существующая система сбора продукции скважин, подготовки и транспортировки сырья до пункта сдачи работает в заданных режимах, обеспечивая стабильность производственного цикла.
2. Мощностей сооружений и оборудования систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин достаточно для обеспечения достижения прогнозных показателей настоящего отчета

Таблица 1.14 - Необходимые мощности сооружений и оборудования систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин на месторождении Кожасай

Год	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Добыча нефти, тыс.т	324,3	359,9	384,5	406,8	434,9	456,0	467,3	465,3	459,1	464,7	478,1	483,2	480,9	481,1	473,1	456,6	440,7	423,8
Добыча газа, млн м ³	625,925	707,235	761,360	774,860	791,588	784,260	757,004	728,223	688,709	669,164	659,797	628,192	597,226	567,743	528,873	457,087	408,084	362,971
Потери нефти*, % (0,438% от добычи нефти), тыс.т	1,420	1,576	1,684	1,782	1,905	1,997	2,047	2,038	2,011	2,035	2,094	2,117	2,106	2,107	2,072	2,000	1,930	1,856
Потери газа*, % (0,0881% от общей добычи газа), млн м ³	0,551	0,623	0,671	0,683	0,697	0,691	0,667	0,642	0,607	0,590	0,581	0,553	0,526	0,500	0,466	0,403	0,360	0,320
Объем нефти, на который должны быть рассчитаны мощности системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, тыс.т	322,893	358,339	382,841	404,969	433,033	453,968	465,239	463,280	457,128	462,662	476,020	481,108	478,752	479,030	470,981	454,600	438,788	421,942
Объем газа, на который должны быть рассчитаны мощности системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, млн м ³	625,373	706,612	760,689	774,177	790,891	783,569	756,337	727,581	688,102	668,575	659,216	627,639	596,699	567,242	528,407	456,684	407,724	362,651

Продолжение таблицы 1.14

Год	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061
Добыча нефти, тыс.т	407,7	393,5	379,8	366,6	352,5	339,1	327,3	315,9	303,8	292,2	282,0	271,2	260,9	251,8	243,0	233,7	224,8	216,9
Добыча газа, млн м ³	322,962	288,339	257,427	229,829	204,416	181,880	162,381	144,973	128,939	114,721	102,423	91,092	81,046	72,357	64,600	57,452	51,114	45,635
Потери нефти*, % (0,438% от добычи нефти), тыс.т	1,786	1,724	1,664	1,606	1,544	1,485	1,434	1,384	1,331	1,280	1,235	1,188	1,143	1,103	1,064	1,023	0,984	0,950
Потери газа*, % (0,0881% от общей добычи газа), млн м ³	0,285	0,254	0,227	0,202	0,180	0,160	0,143	0,128	0,114	0,101	0,090	0,080	0,071	0,064	0,057	0,051	0,045	0,040
Объем нефти, на который должны быть рассчитаны мощности системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, тыс.т	405,889	391,772	378,146	364,994	350,971	337,610	325,868	314,534	302,441	290,921	280,802	269,999	259,708	250,675	241,956	232,641	223,768	215,985
Объем газа, на который должны быть рассчитаны мощности системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, млн м ³	322,678	288,085	257,200	229,627	204,236	181,720	162,238	144,845	128,826	114,620	102,332	91,012	80,974	72,293	64,543	57,402	51,069	45,594

Продолжение таблицы 1.14

Год	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068
Добыча нефти, тыс.т	209,4	201,3	192,9	184,8	177,0	169,6	162,4
Добыча газа, млн м ³	40,742	36,233	32,109	28,453	26,553	25,435	24,363
Потери нефти*, % (0,438% от добычи нефти), тыс.т	0,917	0,882	0,845	0,809	0,775	0,743	0,711
Потери газа*, % (0,0881% от общей добычи газа), млн м ³	0,036	0,032	0,028	0,025	0,023	0,022	0,021
Объем нефти, на который должны быть рассчитаны мощности системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, тыс.т	208,473	200,441	192,038	183,976	176,243	168,825	161,710
Объем газа, на который должны быть рассчитаны мощности системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, млн м ³	40,706	36,201	32,081	28,428	26,529	25,413	24,342

1.6 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа
Выполнение мероприятий по утилизации газа

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

Согласно пункта 3 статьи 147 Кодекса Республики Казахстан от 27.12.2017г № 125-VI «О недрах и недропользовании» Недропользователь должен разрабатывать Программу развития переработки сырого газа, которая подлежит обновлению каждые три года.

В настоящее время утилизация сырого газа на месторождении Кожасай ведется в соответствии с «Корректировкой №1 программы развития переработки сырого газа месторождений ТОО «Казахойл Актобе» на период с 01.01.2025 по 31.12.2027 гг» (далее – Корректировка ПРПСГ), утвержденной Министерством энергетики РК (Протокол №13-1-0/5334 от 25.07.2025 г.).

Согласно указанной Корректировке ПРПСГ технологически неизбежное сжигание сырого газа месторождения Кожасай на период с 01.01.2026г – 31.12.2026г. должно производиться в объеме 17,3023 млн. м3, в том числе по категориям:

$$V_6 = 0,7538 \text{ млн. м}^3,$$
$$V7 = 0,6578 \text{ млн. м}^3,$$
$$V_8 = 15,8907 \text{ млн. м}^3.$$
$$v_9 = 0.$$

Недропользователем получено соответствующее Разрешение на сжигание в факелах сырого газа месторождения Кожасай № KZ26VPC00027145, дата выдачи - 25.08.2025. Утилизация газа месторождения производится следующим образом.

Основной поток газа месторождения Кожасай проходит предварительную подготовку к транспорту на Установке подготовки газа (УПГ) месторождения Кожасай, далее транспортируется по газопроводу до ЦПиПГ м/р Алибекмола для доведения его до товарного качества. Часть газа доводится до кондиции топливного для использования на собственные нужды месторождения Кожасай. Избытки попутного газа передаются в АО «КазТрансГаз» для дальнейшей переработки на УКПГ «Кожасай» ТОО «Gas Processing Company».

Блок-схема существующих объектов газопереработки ТОО «Казахойл Актобе» представлена на рисунке 1.7.

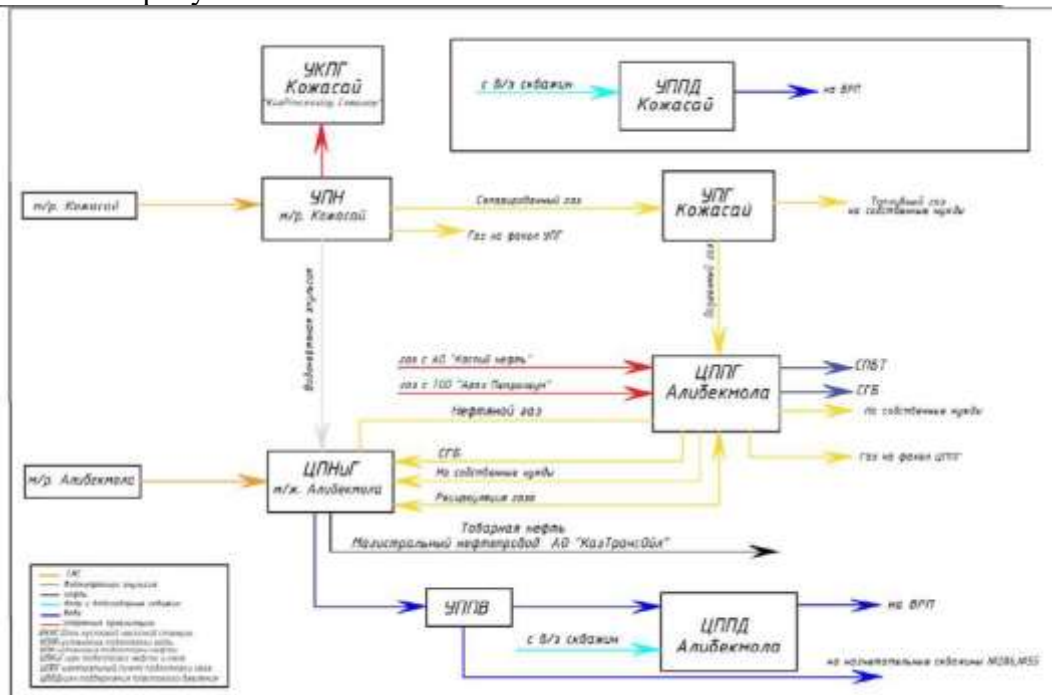


Рисунок 1.7 – Блок-схема существующих объектов газопереработки ТОО «Казахойл Актөбе»

Описание технологического процесса на УПГ Кожасай

Принципиальная блок-схема УПГ Кожасай приведена на рисунке 1.8.

Нефтяной газ с УПН Кожасай поступает на установку компримирования УПГ Кожасай, которая состоит из 4 компрессоров. Далее газ после компримирования поступает на установку осушки газа (УОГ), для удаления капельной жидкости и влаги. Сухой газ с УОГ поступает в нижнюю часть абсорбера, представляющий собой встроенный каплеотбойник, который служит дополнительным барьером на пути проскока примесей с газом в рабочую зону абсорбера. Жидкость выводится в дренажную систему. В качестве абсорбента используется триэтиленгликоль.

Регенерированный гликоль, стекая вниз по тарелкам колонны, контактирует с влажным газом, поднимающимся навстречу. Во время такого газожидкостного контакта вода поглощается раствором гликоля и покидает колонну с потоком насыщенного гликоля, который отводится с колонны. Насыщенный гликоль направляется на регенерацию.

Очищенный газ выводится из верхней части контактора, снабженной встроенным каплеотбойником, с температурой 53°C, проходит теплообменник газ/жидкость, где охлаждает поступающий в абсорбер регенерированный ТЭГ и направляется в транспортный газопровод Кожасай – Алибекмола.

Часть сырьевого газа, прошедшего гликолевую осушку, направляется на установку кондиционирования топливного газа (УКТГ). В УКТГ производится аминовая очистка газа от сероводорода с его регенерацией и очистка от меркаптанов.

Принципиальная блок-схема УПГ Кожасай приведена на рисунке 1.8

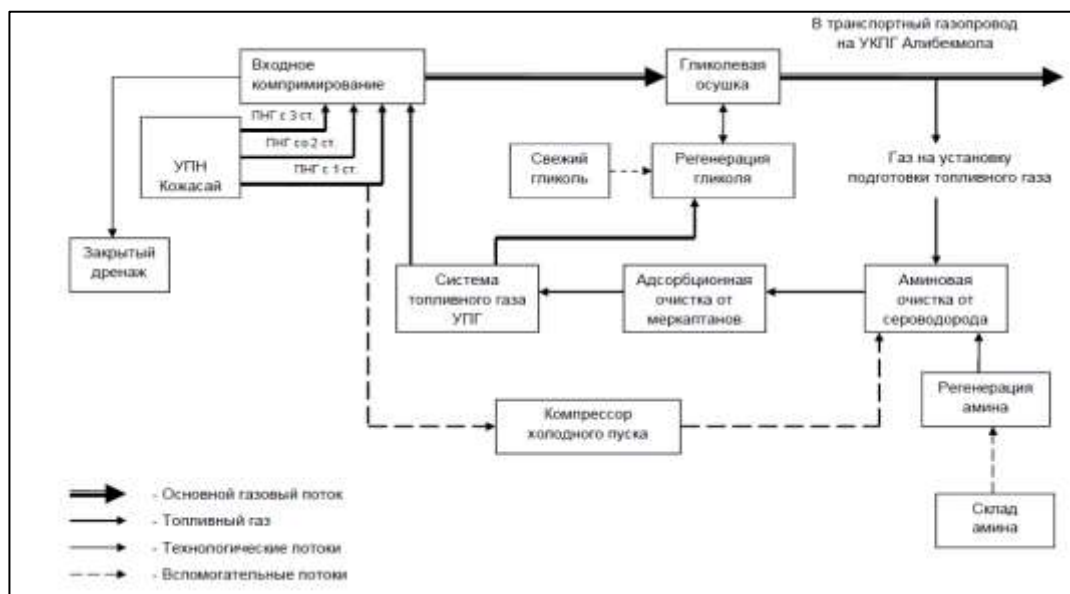


Рисунок 1.8 – Блок-схема существующих объектов газопереработки ТОО «Казахойл Актөбе»

УКТГ состоит из блока очистки/доочистки входящего газа, контактного аппарата для обработки сероводородсодержащего газа амином и последующей адсорбционной очистки полученного малосернистого газа.

Газ, входящий в УКТГ, направляется в сепаратор газа на входе для удаления капельной жидкости, образующейся в трубопроводе между УОГ и УКТГ. Газ после сепаратора поступает в фильтр-коагулятор газа на входе, предназначенный для удаления туманообразной влаги. Условно сухой газ из коагулятора направляется в аминовый контактор.

Насыщенный амин направляется в дегазатор насыщенного амина, расположенный на установке регенерации амина. Раствор амина из скруббера очищенного газа выводится в резервуар выделенного амина, как и основной поток насыщенного амина из контактора. Очищенный от сероводорода газ направляется на установку очистки газа от меркаптанов,

состоящую из двух адсорберов-сосудов.

Газ поступает на вход установки и направляется в один из адсорберов, где очищается от сероводорода, оставшегося в газе после аминовой очистки, и меркаптанов.

Очищенный газ выводится из нижней секции адсорбера и направляется в систему топливного газа, где его давление сбрасывается до 1,1 МПа до того, как он поступит в отбойную емкость топливного газа, откуда очищенный топливный газ подается соответствующим потребителям.

Ниже в таблице 1.15 представлена таблица добычи и распределения газа на 2026-2035г.

Таблица 1.15 – Баланс добычи и распределение газа по месторождению Кожасай на 2024-2034 г. (рекомендуемый вариант-2)

Наименование	Кол-во в работе	Расход газа. м3/час	Кол-во часов	Эксплуатация (кол-во дней за отчетн период)	Годы									
			в раб в сут ки		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Добыча газа, млн.м³					625,9247	707,2347	761,3599	774,8601	791,5879	784,2599	757,0036	728,2228	688,7085	669,1641
Технологические потери газа при добыче, сборе, подготовке и тарнспортировке, млн.м³					0,5514	0,6231	0,6708	0,6827	0,6974	0,6909	0,6669	0,6416	0,6068	0,5895
На собственные нужды месторождения, млн. м³					10,1616	10,1616	10,1901	10,1616	10,1616	10,1616	10,1901	10,1616	10,1616	10,1616
Газ-(компрессия на входе), млн. м³	1	1166	24	357/358	9,9903	9,9903	10,0183	9,9903	9,9903	9,9903	10,0183	9,9903	9,9903	9,9903
Газ на ребойлер гликоля, млн. м³	1	13,2	24	357/358	0,1131	0,1131	0,1134	0,1131	0,1131	0,1131	0,1134	0,1131	0,1131	0,1131
Газ на котельную, млн. м³	1	6,8	24	357/358	0,0583	0,0583	0,0584	0,0583	0,0583	0,0583	0,0584	0,0583	0,0583	0,0583
Технологически-неизбежное сжигание (Vv), млн. м³					19,9293	21,5240	22,7927	22,9374	19,5670	19,9938	19,2519	18,2094	17,0904	16,5856
Технологически-неизбежное сжигание при эксплуатации оборудования (V7), млн. м³					0,6579	0,6579	0,6597	0,6579	0,6579	0,6579	0,6597	0,6579	0,6579	0,6579
Дежурные горелки УПН, млн. м³	1	4,5	24	365/366	0,0394	0,0394	0,0395	0,0394	0,0394	0,0394	0,0395	0,0394	0,0394	0,0394
Продувка факельной системы УПГ, млн. м³	1	21,6	24	365/366	0,1892	0,1892	0,1897	0,1892	0,1892	0,1892	0,1897	0,1892	0,1892	0,1892
Дежурные горелки УПН, млн. м³	1	25	24	365/366	0,2190	0,2190	0,2196	0,2190	0,2190	0,2190	0,2196	0,2190	0,2190	0,2190
Продувка факельной системы УПГ, млн. м³	1	24	24	365/366	0,2102	0,2102	0,2108	0,2102	0,2102	0,2102	0,2108	0,2102	0,2102	0,2102
Технологически-неизбежное сжигание при пуско-наладке оборудования (V6) , млн. м³					0,7047	0,4480	0,4938	0,6053	0,5444	1,1621	1,0633	0,9668	0,8687	0,8062
Сжигание при освоении новых скважин, млн. м³			24	5	0,7047	0,4480	0,4938	0,6053	0,5444	1,1621	1,0633	0,9668	0,8687	0,8062
Объем технологически неизбежного сжигания газа при ремонтных работах (ППР) технологического оборудования (V8) , млн. м³					18,5668	20,4181	21,6392	21,6743	18,3648	18,1738	17,5290	16,5847	15,5638	15,1216
Объем сжигаемого газа при выводе скважин в режим после КРС, млн. м³					0,9270	0,9962	1,0309	1,0022	0,8060	0,7757	0,7282	0,4148	0,2599	0,2461
Объем сжигаемого газа при капитальном ремонте, млн. м³			24	8	13,7189	15,5010	16,6873	16,9832	17,3499	17,1893	16,5919	15,9610	15,0950	14,6666
Объем сжигаемого газа при ремонте компрессоров, млн. м³		8000	464		3,7120	3,7120	3,7120	3,4800	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ТО и продувка и опорожнения оборудования при ППР УПГ, ЦПиПГ (УКПГ) , млн. м³					0,2089	0,2089	0,2089	0,2089	0,2089	0,2089	0,2089	0,2089	0,2089	0,2089
Газ на переработку, млн. м³					595,2824	674,9259	727,7063	741,0784	761,1618	753,4135	726,8946	699,2102	660,8498	641,8273
Газ на переработку (ЦПиПГ), млн. м³					169,7982	122,2023	64,0873	30,0859	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Свободные объемы газа на УКПГ ТОО "Gas Processing Company", млн. м³					400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0
Излишки газа на переработку, млн. м³					25,4842	152,7236	263,6190	310,9924	361,1618	353,4135	326,8946	299,2102	260,8498	241,8273

2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

2.1 Природно-климатические условия

Климат района резко континентальный с жарким сухим летом, продолжительной холодной зимой, с большими суточными и сезонными колебаниями температуры воздуха. Самое холодное время года – январь и февраль, когда температура опускается до минус 30 минус 40⁰С. Зимой наблюдается продолжительный период морозной погоды, который начинается примерно в середине декабря. Период морозной погоды продолжается до середины марта.

Лето сухое, жаркое, безоблачное и продолжительное, температура поднимается до плюс 30 плюс 40⁰С. Солнечное сияние летом продолжается от 10 до 12 часов в сутки, зимой соответственно 5-6 часов. За год составляет 2600-2700 часов. Устойчивый переход температуры через плюс 15⁰С (условное начало лета) наступает во второй половине первой декады мая, а осенью этот переход совершается в середине сентября. Средняя температура летних месяцев составляет плюс 22 плюс 24⁰С.

Безморозный период длится 165-170 дней. В последней декаде сентября возможны умеренные заморозки как воздуха, так и почвы. Отмечаются морозные погоды при температуре воздуха ниже минус 25 и ветре более 6м/с. В особо морозные зимы температура опускается до минус 40⁰С.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические данные представлены по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции Караулкелды.

Таблица 2.1- Общая климатическая характеристика

Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (I)	-8,6 градуса мороза
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (VII)	+31,9 градуса тепла
Среднегодовая температура воздуха	9,6 ⁰ С
Средняя скорость ветра	2,2 м/с
Количество осадков в холодный период года	126,0 мм
Количество осадков в жаркий период года	87,3 мм

Таблица 2.2 - Повторяемость направления ветра

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

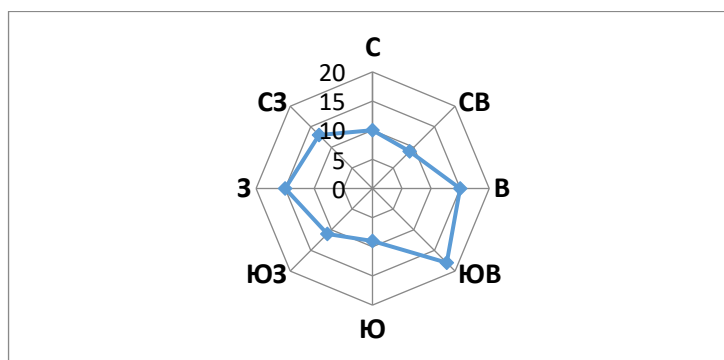


Рис. 2.1 - Роза ветров

2.2 Современное состояние атмосферного воздуха

Для ТОО «Казахойл Актобе» в соответствии с требованиями природоохранного законодательства РК специалистами ТОО «Алия и Ко» 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 «Казахойл Актобе».

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

Результаты анализов отобранных проб атмосферного воздуха на границе СЗЗ приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3-Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ

Точка отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Норма ПДК м.р. мг/м ³	Фактическая концентрация, мг/м ³				Наличие превышения ПДК	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
			1 кв 2025г	2 кв 2025г	3 кв 2025г	4 кв 2025г		
Северная сторона	Диоксид азота	0,085	<0,02	<0,02	<0,02	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углерод	0,15	<0,025	<0,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	-	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	<1,5	<1,5	<1,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углеводороды	1,0	<0,5	<0,5	<0,5	-	Отсутствуют	Не требуется
Северо-восточная сторона	Меркаптаны	0,00005	н/о	н/о	н/о	-	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид азота	0,085	<0,02	<0,02	<0,02	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углерод	0,15	<0,025	< 0,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	-	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	<1,5	<1,5	<1,5	-	Отсутствуют	Не требуется
Восточная сторона	Углеводороды	1,0	<0,5	<0,5	<0,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Меркаптаны	0,00005	н/о	н/о	н/о	-	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид азота	0,085	<0,02	<0,02	<0,02	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углерод	0,15	<0,025	<0,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	-	Отсутствуют	Не требуется
Юго-восточная сторона	Оксид углерода	5,0	<1,5	<1,5	<1,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углеводороды	1,0	<0,5	<0,5	<0,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Меркаптаны	0,00005	н/о	н/о	н/о	-	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид азота	0,085	<0,02	<0,02	<0,02	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углерод	0,15	<0,025	<0,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
Южная сторона	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	-	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	<1,5	<1,5	<1,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углеводороды	1,0	<0,5	<0,5	<0,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Меркаптаны	0,00005	н/о	<0,02	н/о	-	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид азота	0,085	<0,02	<0,02	<0,02	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углерод	0,15	<0,025	<0,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
Юго-западная сторона	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,004	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Сероводород	0,008	<0,004	<1,5	<0,004	-	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	<1,5	<0,5	<1,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углеводороды	1,0	<0,5	н/о	<0,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Меркаптаны	0,00005	н/о	<0,02	н/о	-	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид азота	0,085	<0,02	<0,025	<0,02	-	Отсутствуют	Не требуется
Западная сторона	Углерод	0,15	<0,025	<0,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,004	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Сероводород	0,008	<0,004	<1,5	<0,004	-	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	<1,5	<0,5	<1,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углеводороды	1,0	<0,5	н/о	<0,5	-	Отсутствуют	Не требуется

	Меркаптаны	0,00005	н/о	<0,02	н/о	-	Отсутствуют	Не требуется
Северо-западная сторона	Диоксид азота	0,085	<0,02	<0,025	<0,02	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углерод	0,15	<0,025	<0,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,004	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Сероводород	0,008	<0,004	<1,5	<0,004	-	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	<1,5	<0,5	<1,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углеводороды	1,0	<0,5	н/о	<0,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Меркаптаны	0,00005	н/о	<0,02	н/о	-	Отсутствуют	Не требуется

Вывод: Анализ, проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха, на границе санитарно-защитной зоны месторождения Кожасай показал, что за максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам в точках отбора проб незначительны. Концентрации ЗВ 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

Распределение речной сети на территории Урало-Эмбинского района обусловлено наличием на юго-западе Каспийского моря и на северо-востоке горных сооружений Южного Урала, поэтому реки здесь имеют общее направление течения с северо-востока на юго-запад. По особенностям формирования гидрографической сети территория относится к подрайону «Бессточные реки восточной части Прикаспийской низменности».

Реки маловодные с резко выраженным преобладанием стока в весенний период.

По территории месторождения протекают временные водотоки Ащисай и Жайынды, являющиеся притоками реки Эмба. Техногенное воздействие месторождений сказывается на степени минерализации поверхностных вод и загрязнении их различными химическими токсичными веществами.

Река Эмба начинается на западном склоне Мугалжарских гор. Длина реки 712 км, общая площадь водосбора 40400 кв. км, в пределах области - 34800 кв. км. Река Эмба используется для водоснабжения населения, орошения и водопоя скота, любительской рыбалки. В многоводные годы река имела связь с Каспийским морем.

Программой ПЭК предусмотрен ежеквартальный мониторинг состояния поверхностных и подземных вод.

Для оценки антропогенного влияния деятельности предприятия на поверхностные воды проводится химический анализ проб. Пробы воды с реки Эмба отбирались с пробоотборником в двух точках: северо-восточная и западная граница, из р. Ащисай, место впадения ручья Ащисай в р. Жем, также отбирались пробы из наблюдательных скважин.

Результаты химического анализа проб подземных и поверхностных вод за 2025г приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4- Результаты мониторинга поверхностных и подземных вод

Наименование загрязняющих веществ	Точки отбора проб*			Норма ПДК мг/л	Точки отбора проб*			Наличие превышения ПДК, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
	Фактическая концентрация				Фактическая концентрация				
	Река Эмба, СВ граница Точка 1	Река Эмба, западная граница Точка 2	р. Ащисай, место впадения ручья Ащисай в р.Жем		Набл.скв.№1	Набл.скв.№3	Набл.скв.№5		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 квартал 2025г									
рН	7,52	7,05	7,29	Не норм.	7,71	7,29	7,14	Не превышает	--
Нефтепродукты суммарно, мг/л	н/обн	н/обн	н/обн	Не норм.	0,024	0,031	0,022		
Фенолы, мг/л	н/обн	н/обн	н/обн	Не норм.	н/обн	н/обн	н/обн		
Сульфаты, мг/л	79,2	97,5	105,7	Не норм.	153,6	169,1	148,5		
Ион аммония, мг/л	0,38	0,34	0,72	Не норм.	<0,1	<0,1	<0,1		
Нитриты, мг/л	<0,0033	<0,0033	<0,0033	Не норм.	<0,0033	<0,0033	<0,0033		
Нитраты, мг/л	6,41	6,05	7,25	Не норм.	2,96	4,13	3,65		
Хлориды, мг/л	73,5	59,5	63,0	Не норм.	6,4	7,0	7,6		
Жесткость общая, мг-экв/л	-	-	-	Не норм.	7,71	н/обн	7,14		
2 квартал 2025г									
рН	7,48	7,15	7,38	Не норм.	7,44	7,28	7,11	Не превышает	--
Нефтепродукты суммарно, мг/л	-	-	-	Не норм.	0,028	0,031	0,024		
Фенолы, мг/л	-	-	-	Не норм.	н/обн	н/обн	н/обн		
Сульфаты, мг/л	83,1	101,5	111,7	Не норм.	153,1	169,9	148,5		
Ион аммония, мг/л	0,41	0,30	0,63	Не норм.	<0,1	<0,1	<0,1		
Нитриты, мг/л	<0,0033	<0,0033	<0,0033	Не норм.	<0,0033	<0,0033	<0,0033		
Нитраты, мг/л	6,37	6,19	7,14	Не норм.	2,05	4,17	3,41		
Хлориды, мг/л	80,5	63	73,5	Не норм.	-	-	-		
Жесткость общая, мг-экв/л	-	-	-	Не норм.	6,4	7,0	7,6		

Продолжение таблицы 12.5.1

Продолжение таблицы 123									
3 квартал 2025г									
рН	7,31	7,23	7,21	Не норм.	7,17	7,32	7,02	Не превышает	--
Нефтепродукты суммарно, мг/л	-	-	-	Не норм.	0,033	0,027	0,029		
Фенолы, мг/л	-	-	-	Не норм.	-	-	-		
Сульфаты, мг/л	82,4	97,1	102,6	Не норм.	147,5	152,6	132,1		
Ион аммония, мг/л	0,39	0,32	0,58	Не норм.	<0,1	<0,1	<0,1		
Нитриты, мг/л	<0,0033	<0,0033	<0,0033	Не норм.	<0,0033	<0,0033	<0,0033		
Нитраты, мг/л	6,21	6,01	7,02	Не норм.	1,93	3,25	3,09		
Хлориды, мг/л	70,0	59,5	70,0	Не норм.	-	-	-		
Жесткость общая, мг-экв/л	-	-	-	Не норм.	6,0	6,8	7,2		
4 квартал 2025г									
рН	7,31	7,23	7,21	Не норм.	7,17	7,32	7,02	Не превышает	--
Нефтепродукты суммарно, мг/л	-	-	-	Не норм.	0,033	0,027	0,029		
Фенолы, мг/л	-	-	-	Не норм.	-	-	-		
Сульфаты, мг/л	82,4	97,1	102,6	Не норм.	147,5	152,6	132,1		
Ион аммония, мг/л	0,39	0,32	0,58	Не норм.	<0,1	<0,1	<0,1		
Нитриты, мг/л	<0,0033	<0,0033	<0,0033	Не норм.	<0,0033	<0,0033	<0,0033		
Нитраты, мг/л	6,21	6,01	7,02	Не норм.	1,93	3,25	3,09		
Хлориды, мг/л	70,0	59,5	70,0	Не норм.	-	-	-		
Жесткость общая, мг-экв/л	-	-	-	Не норм.	6,0	6,8	7,2		

Вывод: По результатам проб, отобранных с наблюдательных скважин нельзя говорить о превышениях ПДК, так как подземные воды не нормируются.

2.4 Почвенный покров

Рассматриваемая территория расположена в подзоне светло-каштановых почв. Почвообразующими породами служат легкие суглинки и супеси, реже средние суглинки, на которых формируются бурые почвы, часто в комплексе ли в сочетании с takyрами и солончаками под солянково-полынной, с редкими эфемерами растительностью.

Для данной территории характерна комплексность почвенного покрова, где в основном представлены сочетания разновидностей светло-каштановых различной степени засоленности. Светло каштановые почвы являются зональными и занимают большие площади на территории.

Почвообразующими породами служат элювиально-делювиальные отложения различного механического состава, как незаселенные, так засоленные в различной степени. По механическому составу выделяются легко и среднесуглинистые разновидности. Среди фракций в легкосуглинистых почвах доминируют фракции мелкого песка (0,25-0,05мм).

Пойменные луговые светло-каштановые почвы получили ограниченное распространение, встречаются одним контуром по сухому руслу реки Атжаксы. Солонцы светло-каштановые средние – выделяются как однородными контурами, так и небольшими пятнами среди светло каштановых солончаковатых и солончаковых, лугово-светлокаштановых солончаковых почв, часто образуя комплексы. Формируются в долине реки Атжаксы и по волнистой равнине. Почвообразующими породами служат засоленные глины и суглинки. По механическому составу эти почвы легко и среднесуглинистые.

Солонцы светлокаштановые средние – выделяются как однородными контурами, так и небольшими пятнами среди светлокаштановых солончаковатых и солончаковых, лугово-светлокаштановых солончаковых почв, часто образуя комплексы. Почвообразующими породами служат засоленные глины и суглинки. По механическому составу эти почвы легко- и среднесуглинистые. На месторождении выходы глин представлены меловыми глинами.

Одной из ведущих особенностей почвенного покрова рассматриваемой территории является его легкий механический состав. Он накладывает глубокий отпечаток на физико-химические свойства почв.

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;
- оценки прогноза и разработки рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий техногенного воздействия нефтедобычи на природные комплексы, рациональному использованию и охране почв.

Наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляются на стационарных экологических площадках (далее-СЭП), на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти наблюдения позволяют выявить тенденции и динамику изменений структуры и состава почвенного покрова под влиянием природных и антропогенных факторов. Анализ почвенного покрова проводился по следующим показателям: рН, сульфаты, хлориды, карбонаты, гидрокарбонаты, азот нитратный, азот аммонийный, гумус, нефтепродукты.

Результаты химического анализа проб почвы представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Результаты контроля почвы

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимые концентраций мг/кг)	Фактическая концентрация (мг/кг)	
			2 квартал 2025г	4 квартал 2025г
север	pH	8,5	7,21	7,17
	Сульфаты, %	160	19,3	17,4
	Хлориды, %	Не норм.	19,51	21,12
	Карбонаты, %	Не норм.	н/обн	н/обн
	Гидрокарбонаты, %	Не норм.	0,025	0,031
	Азот нитратный, мг/кг	Не норм.	0,052	0,028
	Азот аммонийный, мг/кг	Не норм.	0,21	0,19
	Гумус, %	Не норм.	3,17	3,04
	Нефтепродукты, мг/кг	1000	32,55	31,25
Восток 1	pH	8,5	7,08	7,21
	Сульфаты, %	160	14,2	12,9
	Хлориды, %	Не норм.	18,02	19,32
	Карбонаты, %	Не норм.	н/обн	н/обн
	Гидрокарбонаты, %	Не норм.	0,011	0,019
	Азот нитратный, мг/кг	Не норм.	0,039	0,041
	Азот аммонийный, мг/кг	Не норм.	0,41	0,34
	Гумус, %	Не норм.	3,05	3,12
	Нефтепродукты, мг/кг	1000	28,55	23,65
Восток 2	pH	8,5	7,11	7,02
	Сульфаты, %	160	15,5	14,3
	Хлориды, %	Не норм.	15,09	16,25
	Карбонаты, %	Не норм.	н/обн	н/обн
	Гидрокарбонаты, %	Не норм.	0,056	0,044
	Азот нитратный, мг/кг	Не норм.	0,031	0,025
	Азот аммонийный, мг/кг	Не норм.	0,36	0,28
	Гумус, %	Не норм.	2,85	2,93
	Нефтепродукты, мг/кг	1000	40,98	39,45
ЮГ	pH	8,5	7,26	7,34
	Сульфаты, %	160	21,5	20,1
	Хлориды, %	Не норм.	20,97	21,44
	Карбонаты, %	Не норм.	н/обн	н/обн
	Гидрокарбонаты, %	Не норм.	0,041	0,028
	Азот нитратный, мг/кг	Не норм.	0,046	0,034
	Азот аммонийный, мг/кг	Не норм.	0,55	0,44
	Гумус, %	Не норм.	3,29	3,17
	Нефтепродукты, мг/кг	1000	29,41	30,05
Запад 1	pH	8,5	7,31	7,28
	Сульфаты, %	160	24,9	25,3
	Хлориды, %	Не норм.	17,55	16,31
	Карбонаты, %	Не норм.	н/обн	н/обн
	Гидрокарбонаты, %	Не норм.	0,025	0,031
	Азот нитратный, мг/кг	Не норм.	0,055	0,049
	Азот аммонийный, мг/кг	Не норм.	0,63	0,58
	Гумус, %	Не норм.	3,1	3,05
	Нефтепродукты, мг/кг	1000	33,55	34,03
Запад 2	pH	8,5	7,15	7,01
	Сульфаты, %	160	14,2	15,5
	Хлориды, %	Не норм.	19,36	20,05
	Карбонаты, %	Не норм.	н/обн	н/обн
	Гидрокарбонаты, %	Не норм.	0,041	0,046
	Азот нитратный, мг/кг	Не норм.	0,038	0,032
	Азот аммонийный, мг/кг	Не норм.	0,31	0,41
	Гумус, %	Не норм.	3,54	3,21

	Нефтепродукты, мг/кг	1000	30,41	31,05
--	----------------------	------	-------	-------

Анализ полученных данных показал, что в отчетном периоде превышения предельно-допустимых концентраций в почве по наблюдаемым компонентам на территории СЭП месторождения Кожасай не наблюдается.

2.5 Растительный покров

На рассматриваемой территории, 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 flagile*) 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 flagile*), житняково-тырсиновые (*Stipa sareptana*, *Agropyron cristatum*) сообщества. На эродированных и перевыпасаемых участках в этих сообществах доминирует полынь Лерховская (*Artemisia lerchana*). Видовое разнообразие сообществ низкое: 8-10 видов. Из разнотравья обычны молочай Сегиеровский (*Euphorbia sequierana*), цмин песчаный (*Helishrisum arenarium*), полынь песчаная (*Artemisia arenaria*), тысячелистник обыкновенный и тысячелистник мелкоцветковый (*Achillea millefolium*). К полугидроморфным местообитаниям в понижениях рельефа приурочены лугово-степные сообщества: вострецовые (*Agropyron ramosum*), пырейные (*Elytrigia repens*) с разнотравьем (*Galium verum*, *Thalictrum minus*, *Tragopogon stepposum*). В весенний период в степных экосистемах развита синузия эфемеров (*Poa bulbosa*, *Ceratocephalus orthoceras*, *Lappula patula*).

2.6 Животный мир

Животный мир исследуемой территории богат и разнообразен. Он 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 территории 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 озерной лягушкой. Способность жаб переносить значительную сухость воздуха, использовать для икрометания временные водоемы и ночной образ жизни позволяют им заселить территорию, удаленную от водоемов. Пресмыкающиеся представлены 15 видами, что составляет 30,6% от герпетофауны Республики Казахстан.

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

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

Исторически исследуемый район служит местом пролета и кратковременных остановок птиц во время весенне-осенних миграций. На зимовке регулярно встречаются 6 видов: филин, белая сова, беркут, черный и рогатый жаворонки, домовый воробей. В мягкие

зимы состав зимующих птиц расширяется за счет вороновых (сорока, галка, грач, серая ворона). Наиболее разнообразен состав пролетных птиц – 142 вида весной и 74 вида осенью. Весенние миграции птиц водно-болотного комплекса проходят с середины марта до середины мая, наиболее интенсивно в конце апреля. Причем основная масса мигрантов этой группы придерживается узкой полосы русла реки. Помимо птиц водно-болотного комплекса в период миграции в полосе пойменного леса в заметном количестве отмечены дендрофильные птицы (дроздовые, славковые, вьюрковые).

3. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА

3.1 Социально-экономические условия района

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

Месторождение Кожасай в административном отношении находится в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан.

Актюбинская область обладает уникальной минерально-сырьевой базой. Полезные ископаемые – это основной потенциал области, обеспечивающий бюджет стабильными доходами, а также важными деловыми партнерскими отношениями со странами СНГ и Дальнего Зарубежья. Актюбинская область относится к основным нефтедобывающим регионам Республики Казахстан и имеет довольно высокий промышленный потенциал. В выпуске товарной продукции доля промышленности в области выше, чем в целом по стране. На территории района находятся богатые нефтью и газом месторождения Жанажол, Кенкияк и Алибекмола и другие, что способствует развитию горнодобывающей промышленности.

Численность и миграция населения

Численность населения Актюбинской области на 1 февраля 2026г. составила 956,5 тыс. человек, в том числе 730,1 тыс. человек (76,4%) – городских, 226,3 тыс. человек (23,6%) – сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе 2026г. составил 587 человек (в соответствующем периоде предыдущего года – 760 человек).

За январь 2026г. число родившихся составило 1308 человек (на 8,4% больше чем в январе 2025г.), число умерших составило 402 человек (на 9,9% меньше, чем в январе 2025г.).

Сальдо миграции отрицательное и составило - 319 человека (в январе 2025г. – -272 человек), в том числе во внешней миграции – положительное сальдо 78 человек (10), во внутренней – -397 человека (-282).

Отраслевая статистика

Объем промышленного производства в январе-феврале 2026г. составил 470383,1 млн. тенге в действующих ценах, что на 0,4% больше, чем в январе-феврале 2025г.

В горнодобывающей промышленности объемы производства выросло на 2%. В обрабатывающей промышленности снижение – на 1,9%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом рост - на 1,5%, а водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений рост - на 24,5%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-феврале 2026г. составил 26600,3 млн. тенге, или 100,9% к январю-февралю 2025г.

Объем грузооборота в январе-феврале 2026г. составил 6903,5 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 105,9% к январю-февралю 2025г.

Объем пассажирооборота – 533,4 млн.пкм, или 92,7% к январю- февралю 2025г.

Объем строительных работ (услуг) составил 21178,4 млн. тенге или 120% к январю-февралю 2025г.

В январе-феврале 2026г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась на 5% и составила 101,2 тыс. кв.м., из них в многоквартирных жилых домах – на 17,5% (41,5 тыс. кв. м.). При этом, общая площадь введенных в эксплуатацию индивидуальных жилых домов уменьшилась – на 2,1% (59,7 тыс. кв. м.).

Объем инвестиций в основной капитал в январе-феврале 2026г. составил 88677,3 млн. тенге или 100,1% к январю-февралю 2025г.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 марта 2026г. составило 19147 единиц и уменьшилось по сравнению с соответствующей датой

предыдущего года на 0,6% в том числе 18739 единиц с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 15949 единиц, среди которых 15542 единицы – малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 16262 единицы и уменьшилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 0,7%.

Экономика

Объем валового регионального продукта за январь-сентябрь 2025г. составил в текущих ценах 4087087,7 млн. тенге. По сравнению с предыдущим периодом прошлого года реальный ВРП увеличился на 3,9%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 37,2%, услуг – 59,5%.

Индекс потребительских цен в феврале 2026г. по сравнению декабрем 2025г. составил 101,8%.

Цены на продовольственные товары выросли на 1,5%, непродовольственные товары – на 1,8%, платные услуги для населения – на 2,2%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в феврале 2026г. по сравнению с декабрем 2025г. снизились на 5,3%.

Объем розничной торговли в январе-феврале 2026г. составил 118629,3 млн. тенге, или на 2,7% больше соответствующего периода 2025г.

Объем оптовой торговли в январе-феврале 2026г. составил 207426,3 млн. тенге, или 103,1% к соответствующему периоду 2025г.

По предварительным данным в январе 2026г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 50,1 млн. долларов США и по сравнению с январем 2025г. уменьшилась на 11,9%, в том числе экспорт – 9,9 млн. долларов США (на 16,7% меньше), импорт – 40,1 млн. долларов США (на 10,6% меньше).

Труд и доходы

Численность безработных в IV квартале 2025г. составила 22,9 тыс. человек. Уровень безработицы составил 4,7 % к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных на 1 марта 2026г. составила 20193 человек или 4,1% к численности рабочей силы.

4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

4.1 Инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу

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

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

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

Обоснование исходных, принятых для расчета количественных характеристик выбросов

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

- РНД 211.2.02.04-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005г.;
- 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 в атмосферу из резервуаров. Астана, 2005 г.;
- Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996г.

В рамках настоящего проекта для регулирования дальнейшей разработки месторождения рассмотрены 2 варианта разработки, рассматривающие бурение новых скважин с проведением программой геолого-технических мероприятий на фонде пробуренных скважин и оптимизации системы ППД.

Вариант 1 (базовый) предусмотрено проведение всех запланированных мероприятий в рамках АР-2025, включая бурение 27 добывающих скважин: 13 вертикальных, 12 наклонно-направленных и 2 горизонтальных скважин. Также запланированы работы по переводу 6 скважин под нагнетание и ряд ГТМ по 25 добывающим и 11 нагнетательным скважинам. Без ликвидации переходящих скважин на территории Кокжиде. При этом бурение проектных скважин на Кокжиде не предусматривается

Вариант 2 (рекомендуемый). В данном варианте предусматривается проведение мероприятий с учетом бурения на территории Кокжиде: бурение 52 добывающих скважин из них 40 вертикальных, 10 наклонно-направленных и 2 горизонтальные скважины. Также запланированы работы по переводу 22 скважин под нагнетание и ряд ГТМ по 25 добывающим и 11 нагнетательным скважинам.

Программа бурения на территории массива Кокжиде актуализирована с учетом выводов итогового отчета института КазНИТУ. В рамках научно-исследовательской работы «Геоэкологические и гидрогеологические исследования...» было подтверждено отсутствие загрязнения подземных вод нефтепродуктами. Экспертное заключение свидетельствует о том, что многолетняя нефтедобыча не оказала негативного воздействия на качество питьевых вод. Данные выводы обосновывают экологическую безопасность недропользования и позволяют продолжить реализацию планов по бурению на данном участке

Согласно протоколу от 15.01.2026г совещания по вопросам экологической безопасности месторождения подземных вод Кокжиде принято решение, что проведение

работ по бурению новых скважин на территории Кокжиде допускается при разработке и соблюдении «Перечень технологических требований по недропользованию на территории песчаного массива Кокжиде»

Основные выбросы загрязняющих веществ образуются во время бурения новых скважин, эксплуатации и проведении ликвидационных работ на месторождении.

Возможные источники при бурении скважин составляют 15 ед., из них бед – организованные, 9 ед – неорганизованные. При бурении ориентировочно будут использованы БУ ZJ-70.

ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ПЕРВОМУ ВАРИАНТУ:

При реализации данного проекта *по первому варианту* предусматривается бурения 13 вертикальных скважин, 12 наклонно-направленных скважин, 2 горизонтальных скважин ГС-1 и ГС-2.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при СМР являются:

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.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при строительстве (при бурении и креплении) скважин являются:

Организованные источники:

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

Неорганизованные источники:

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

Источниками воздействия на атмосферный воздух при испытании скважин являются:

Организованные источники:

- Источник №0003, буровая установка;

Неорганизованные источники:

- Источник №6007, емкость для топлива;
- Источник №6008, насос для перекачки нефти;
- Источник №6009 добывающие скважины.
- Источник №0006 Факел

В целом по месторождению при строительстве скважин максимально выявлено: 4 стационарных организованных источников загрязнения, 9 стационарных неорганизованных источников загрязнения.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются:

КРС №1

Организованные источники:

- 0001 Горизонтальная факельная установка;
- 0002 ДВС;
- 0003 Емкость для ДТ;

Неорганизованные источники:

6001 Горизонтальный газосепаратор;

КРС №2

Организованные источники:

- 0004 Горизонтальная факельная установка;
- 0005 ДВС;
- 0006 Емкость для ДТ;

Неорганизованные источники:

6002 Горизонтальный газосепаратор;

КРС №3

Организованные источники:

- 0007 Горизонтальная факельная установка;
- 0008 ДВС;
- 0009 Емкость для ДТ;

Неорганизованные источники:

6109 Горизонтальный газосепаратор;

КРС №4

Организованные источники:

- 0010 Горизонтальная факельная установка;
- 0011 ДВС;
- 0012 Емкость для ДТ;

Неорганизованные источники:

6003 Горизонтальный газосепаратор;

КРС №5

Организованные источники:

- 0013 Горизонтальная факельная установка;
- 0014 ДВС;
- 0015 Емкость для ДТ;

Неорганизованные источники:

6004 Горизонтальный газосепаратор;

КРС №6

Организованные источники:

- 0016 Горизонтальная факельная установка;
- 0017 ДВС;
- 0018 Емкость для ДТ;

Неорганизованные источники:

6005 Горизонтальный газосепаратор;

КРС №7

Организованные источники:

- 0019 Горизонтальная факельная установка;
- 0020 ДВС;
- 0021 Емкость для ДТ;

Неорганизованные источники:

6006 Горизонтальный газосепаратор;

КРС №8

Организованные источники:

- 0022 Горизонтальная факельная установка;
- 0023 ДВС;
- 0024 Емкость для ДТ;

Неорганизованные источники:

6007 Горизонтальный газосепаратор;

КРС №9

Организованные источники:

- 0124 Горизонтальная факельная установка;
- 0025 ДВС;
- 0026 Емкость для ДТ;

Неорганизованные источники:

6008 Горизонтальный газосепаратор;

КРС №10**Организованные источники:**

- 0027 Горизонтальная факельная установка;
- 0028 ДВС;
- 0029 Емкость для ДТ;

Неорганизованные источники:

6009 Горизонтальный газосепаратор;

ТРС №2**Организованные источники:**

0030 ТРС №2 Станок подъемник

УПН**Организованные источники:**

- 0031 Факел УПН
- 0032 Дренажная емкость
- 0033 Дренажная емкость
- 0034 Дренажная емкость
- 0035 ДЭС Вольво 375 кВт
- 0036 Резервуары 400м³
- 0037 Резервуары 5000м³
- 0038 Площадка НГС второй ступени объемом 50м³
- 0039 Дренажная емкость объемом 0,63м³
- 0040 Путьевые подогреватели ПП-0,63
- 0041 Путьевые подогреватели ПП-0,63

Неорганизованные источники:

- 6010 Площадка факельной системы УПН
- 6011 Площадка сепарации УПН

АГЗУ-1**Организованные источники:**

- 0042 Дренажная емкость ДЕЗ;
- 0043 Свеча продувная;

АГЗУ-2**Организованные источники:**

- 0044 Дренажная емкость ДЕЗ;
- 0045 Свеча продувная;

АГЗУ-3**Организованные источники:**

- 0046 Дренажная емкость ДЕЗ;
- 0047 Свеча продувная;

АГЗУ-4**Организованные источники:**

- 0048 Дренажная емкость ДЕЗ;
- 0049 Свеча продувная;

АГЗУ-5**Организованные источники:**

- 0050 Дренажная емкость ДЕЗ;

- 0051 Свеча продувная;

АГЗУ-6

Организованные источники:

- 0052 Дренажная емкость ДЕЗ;
- 0053 Свеча продувная;

АГЗУ-8

Организованные источники:

- 0054 Дренажная емкость ДЕЗ;
- 0055 Свеча продувная;

Неорганизованные источники:

- 6012 Покрасочные работы

УПГ

Организованные источники:

- 0056 Здание установки компрессора на входе 1
- 0057 Установка компрессора газа на входе 1 С-2101
- 0058 Установка компрессора газа на входе 1 С-2102
- 0059 Здание установки компрессора на входе 2
- 0060 Установка компрессора газа на входе 1 С-2103
- 0061 Установка компрессора газа на входе 1 С-2104
- 0062 Здание установки компрессора холодного пуска
- 0063 Сапун установки компрессора газа
- 0064 Сапун установки компрессора газа
- 0065 Сапун установки компрессора газа
- 0066 Сапун установки компрессора газа
- 0067 Свеча с здания установки компрессора на входе №1
- 0068 Свеча с здания установки компрессора на входе №2
- 0069 АДЭС УПГ

Установка осушки газа

Организованные источники:

- 0070 Здание установки осушки газа
- 0071 Ребойлер гликоля ТЭГ Е-2261

Факельная установка УПГ

Организованные источники:

- 0072 Факел УПГ-29

Неорганизованные источники:

- 6013 Факельная системы

Установки подготовки топливного газа

Организованные источники:

- 0073 Здание установки подготовки топливного газа
- 0074 Водогрейный котел «Термотехник тип ТТ-100»
- 0075 Водогрейный котел «Термотехник тип ТТ-100»
- 0076 Лаборатория

Неорганизованные источники:

- 6014 Покрасочные работы

АБК

Организованные источники:

- 0077 Отопительный котел «Есocompact»

Вахтовый поселок Кожасай

Организованные источники:

- 0078 ДЭС Вольво 150кВт Труба

Технологические потери

Неорганизованные источники:

- 6015 Потери при сборе и транспортировке нефти
- 6016 Тех. потери при подготовке нефти
- 6017 Утечки ЗРА и ФС

Скважины

- 6018-6094 Скважины

ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ВТОРОМУ РЕКОМЕНДУЕМОМУ ВАРИАНТУ.

При реализации данного проекта *по второму рекомендуемому варианту* предусматривается бурения: 40 вертикальных, 10 наклонно-направленных и 2 горизонтальных скважин ГС-1 и ГС-2.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при СМР являются:**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.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при строительстве (при бурении и креплении) скважин являются:**Организованные источники:**

- Источник №0001, буровая установка;
- Источник №0002, цементируочный агрегат;

Неорганизованные источники:

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

Источниками воздействия на атмосферный воздух при испытании скважин являются:**Организованные источники:**

- Источник №0003, буровая установка;

Неорганизованные источники:

- Источник №6007, емкость для топлива;
- Источник №6008, насос для перекачки нефти;
- Источник №6009 добывающие скважины.
- Источник №0006 Факел

В целом по месторождению при строительстве скважин максимально выявлено: 4 стационарных организованных источников загрязнения, 9 стационарных неорганизованных источников загрязнения.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются:**КРС №1****Организованные источники:**

- 0001 Горизонтальная факельная установка;
- 0002 ДВС;
- 0003 Емкость для ДТ;

Неорганизованные источники:

6001 Горизонтальный газосепаратор;

КРС №2**Организованные источники:**

- 0004 Горизонтальная факельная установка;
- 0005 ДВС;
- 0006 Емкость для ДТ;

Неорганизованные источники:

6002 Горизонтальный газосепаратор;

КРС №3**Организованные источники:**

- 0007 Горизонтальная факельная установка;
- 0008 ДВС;
- 0009 Емкость для ДТ;

Неорганизованные источники:

6109 Горизонтальный газосепаратор;

КРС №4**Организованные источники:**

- 0010 Горизонтальная факельная установка;
- 0011 ДВС;
- 0012 Емкость для ДТ;

Неорганизованные источники:

6003 Горизонтальный газосепаратор;

КРС №5**Организованные источники:**

- 0013 Горизонтальная факельная установка;
- 0014 ДВС;
- 0015 Емкость для ДТ;

Неорганизованные источники:

6004 Горизонтальный газосепаратор;

КРС №6**Организованные источники:**

- 0016 Горизонтальная факельная установка;
- 0017 ДВС;
- 0018 Емкость для ДТ;

Неорганизованные источники:

6005 Горизонтальный газосепаратор;

КРС №7**Организованные источники:**

- 0019 Горизонтальная факельная установка;
- 0020 ДВС;
- 0021 Емкость для ДТ;

Неорганизованные источники:

6006 Горизонтальный газосепаратор;

КРС №8**Организованные источники:**

- 0022 Горизонтальная факельная установка;
- 0023 ДВС;
- 0024 Емкость для ДТ;

Неорганизованные источники:

6007 Горизонтальный газосепаратор;

КРС №9**Организованные источники:**

- 0124 Горизонтальная факельная установка;
- 0025 ДВС;

- 0026 Емкость для ДТ;

Неорганизованные источники:

6008 Горизонтальный газосепаратор;

КРС №10**Организованные источники:**

- 0027 Горизонтальная факельная установка;
- 0028 ДВС;
- 0029 Емкость для ДТ;

Неорганизованные источники:

6009 Горизонтальный газосепаратор;

ТРС №2**Организованные источники:**

0030 ТРС №2 Станок подъемник

УПН**Организованные источники:**

- 0031 Факел УПН
- 0032 Дренажная емкость
- 0033 Дренажная емкость
- 0034 Дренажная емкость
- 0035 ДЭС Вольво 375 кВт
- 0036 Резервуары 400м³
- 0037 Резервуары 5000м³
- 0038 Площадка НГС второй ступени объемом 50м³
- 0039 Дренажная емкость объемом 0,63м³
- 0040 Путьевые подогреватели ПП-0,63
- 0041 Путьевые подогреватели ПП-0,63

Неорганизованные источники:

- 6010 Площадка факельной системы УПН
- 6011 Площадка сепарации УПН

АГЗУ-1**Организованные источники:**

- 0042 Дренажная емкость ДЕЗ;
- 0043 Свеча продувная;

АГЗУ-2**Организованные источники:**

- 0044 Дренажная емкость ДЕЗ;
- 0045 Свеча продувная;

АГЗУ-3**Организованные источники:**

- 0046 Дренажная емкость ДЕЗ;
- 0047 Свеча продувная;

АГЗУ-4**Организованные источники:**

- 0048 Дренажная емкость ДЕЗ;
- 0049 Свеча продувная;

АГЗУ-5**Организованные источники:**

- 0050 Дренажная емкость ДЕЗ;
- 0051 Свеча продувная;

АГЗУ-6**Организованные источники:**

- 0052 Дренажная емкость ДЕЗ;
- 0053 Свеча продувная;

АГЗУ-8

Организованные источники:

- 0054 Дренажная емкость ДЕЗ;
- 0055 Свеча продувная;

Неорганизованные источники:

- 6012 Покрасочные работы

УПГ

Организованные источники:

- 0056 Здание установки компрессора на входе 1
- 0057 Установка компрессора газа на входе 1 С-2101
- 0058 Установка компрессора газа на входе 1 С-2102
- 0059 Здание установки компрессора на входе 2
- 0060 Установка компрессора газа на входе 1 С-2103
- 0061 Установка компрессора газа на входе 1 С-2104
- 0062 Здание установки компрессора холодного пуска
- 0063 Сапун установки компрессора газа
- 0064 Сапун установки компрессора газа
- 0065 Сапун установки компрессора газа
- 0066 Сапун установки компрессора газа
- 0067 Свеча с здания установки компрессора на входе №1
- 0068 Свеча с здания установки компрессора на входе №2
- 0069 АДЭС УПГ

Установка осушки газа

Организованные источники:

- 0070 Здание установки осушки газа
- 0071 Ребойлер гликоля ТЭГ Е-2261

Факельная установка УПГ

Организованные источники:

- 0072 Факел УПГ-29

Неорганизованные источники:

- 6013 Факельная системы

Установки подготовки топливного газа

Организованные источники:

- 0073 Здание установки подготовки топливного газа
- 0074 Водогрейный котел «Термотехник тип ТТ-100»
- 0075 Водогрейный котел «Термотехник тип ТТ-100»
- 0076 Лаборатория

Неорганизованные источники:

- 6014 Покрасочные работы

АБК

Организованные источники:

- 0077 Отопительный котел «Есосомпакт»

Вахтовый поселок Кожасай

Организованные источники:

- 0078 ДЭС Вольво 150кВт Труба

Технологические потери

Неорганизованные источники:

- 6015 Потери при сборе и транспортировке нефти
- 6016 Тех. потери при подготовке нефти

- 6017 Утечки ЗРА и ФС

Скважины

- 6018-6094 Скважины

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 РАЕЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ПЕРВОМУ ВАРИАНТУ РАЗРАБОТКИ:

Таблица 4.1 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 13 вертикальных скважин:

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК максимальная разовая, мг/м ³ -	ПДК среднесуточная, мг/м ³	ОБУВ мг/м ³ ,	Класс опасности - ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год	Выброс вещества с учетом очистки, т/год
1	2	4	5	6	7	8	1 скв	13 скв
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,00273	0,00157	0,02041
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,00029	0,00017	0,00221
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	7,454748368	53,8971016	700,6623
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	8,516042443	69,5585758	904,2615
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,05		3	1,931179195	9,2803778	120,6449
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	20,19157712	25,61497811	332,9947
0333	Сероводород	0,008			2	0,015413132	0,006655686	0,086524
0337	Углерод оксид	5	3		4	13,96040306	48,2614361	627,3987
0410	Метан (727*)			50		0,215225355	0,0929773	1,208705

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,0141497	0,0529000	0,6877
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид)	0,03	0,01		2	0,256866666	2,1380324	27,79442
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,256866666	2,1380324	27,79442
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	2,581666666	21,385124	278,0066
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,00309	0,00178	0,02314
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05		3	0,420221	0,24206	3,14678
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,00007	0,00004	0,00052
	В С Е Г О :					55,82053939	232,671811668	3024,734

Таблица 4.2 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 12 наклонно-направленных скважин:

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс веществ с учетом очистки, т/год(М)	
							1 скважина	12 скважин
1	2	4	5	6	7	8	9	
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,00273	0,00157	0,01884
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,00029	0,00017	0,00204
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	7,45474836866	57,647591295	691,7711
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	8,51604244366	74,434212335	893,2105
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,05		3	1,93117919579	9,905459413	118,8655
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	20,1915771278	26,8651413192	322,3817
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008			2	0,01541313242	0,00666068602	0,079928
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	5	3		4	13,9604030689	51,386844126	616,6421
0410	Метан (727*)			50		0,215225355	0,092977353	1,115728
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,0141497	0,055300029	0,6636
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01		2	0,25686666666	2,288052	27,45662
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,25686666666	2,288052	27,45662
2754	Алканы C12-19	1			4	2,58166666666	22,88736	274,6483
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,00309	0,00178	0,02136
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись	0,15	0,05		3	0,420221	0,24206	2,90472

	кремния в %: более 70						
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,00007	0,00004
	В С Е Г О :					55,8205393922	248,103270556
							2977,239

Таблица 4.3 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 1 горизонтальной скважины ГС-1:

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)
1	2	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,0026	0,00157
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,00027	0,00017
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	7,56872530666	66,812929332
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	8,53456369566	86,293143517
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,05		3	2,02615997779	11,46584111
0330	Сера диоксид (	0,5	0,05		3	22,1830945175	30,7641768316
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008			2	0,01710962176	0,00739579413
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	5	3		4	14,9102108889	59,393911104
0410	Метан (727*)			50		0,23897055	0,103235278
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,0141387	0,072240029
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	0,03	0,01		2	0,25686666666	2,652696
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,25686666666	2,652696
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	2,58168166666	26,534535
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,00294	0,00178
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05		3	0,419611	0,2538016
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,00007	0,00004
	В С Е Г О :					59,0138792582	287,010161596

Таблица 4.4 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 1 горизонтальной скважины ГС-2:

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)
1	2	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,0026	0,00157
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,00027	0,00017
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	7,56872530666	71,419429332
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	8,53456369566	92,281593517
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05		3	2,02615997779	12,23359111
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	22,1830945175	32,2996768316
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008			2	0,01710991176	0,00739706413
0337	Углерод оксид	5	3		4	14,9102108889	63,232661104
0380	Углерод диоксид					1371,45980754	592,470636858
0410	Метан (727*)			50		0,23897055	0,103235278
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,0141386	0,074640029
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	0,03	0,01		2	0,25686666666	2,836956

1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,256866666666	2,836956
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	2,581696666666	28,377605
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,00294	0,00178
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05		3	0,419611	0,2538016
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,00007	0,00004
	В С Е Г О :					1430,47370199	898,431739724

Таблица 4.5 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 11 резервных скважин:

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год	
							1 скв	11 скв
1	2	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,00273	0,00157	0,01727
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,00029	0,00017	0,00187
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	6,4216667	53,45081	587,9589
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	8,3481667	69,486054	764,3466
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (	0,15	0,05		3	1,0702778	8,9084684	97,99315
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0,5	0,05		3	2,1405556	17,816937	195,9863
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (	0,008			2	3,886E-05	1,4E-05	0,000154
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	5	3		4	5,3513889	44,542342	489,9658
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,0141497	0,0529	0,5819
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	0,03	0,01		2	0,2568667	2,1380324	23,51836
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,2568667	2,1380324	23,51836
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	2,5816667	21,385124	235,2364
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,00309	0,00178	0,01958
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05		3	0,420221	0,24206	2,66266
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,00007	0,00004	0,00044
	В С Е Г О :					26,868045	220,16433	2421,808

Таблица 4.6 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 2 оценочных скважин:

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год(М)	
							1 скв	2 скв
1	2	4	5	6	7	8	9	10

0123	Железо (II, III) оксиды (в		0,04		3	0,00273	0,00157	0,00314
0143	Марганец и его соединения (в	0,01	0,001		2	0,00029	0,00017	0,00034
0301	Азота (IV) диоксид (Азота	0,2	0,04		2	6,4216667	53,45081	106,9016
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	8,3481667	69,486054	138,9721
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (	0,15	0,05		3	1,0702777	8,9084684	17,81694
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0,5	0,05		3	2,1405556	17,816937	35,63387
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (	0,008			2	3,886E-05	0,000014	2,80E-05
0337	Углерод оксид (Окись углерода,	5	3		4	5,3513889	44,542342	89,08468
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,0141497	0,0529	0,1058
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	0,03	0,01		2	0,2568666	2,138036	4,276065
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,2568666	2,1380326	4,276065
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	2,581666	21,385126	42,77025
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,00309	0,00178	0,00356
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05		3	0,420221	0,24206	0,48412
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,00007	0,00004	0,00008
	В С Е Г О :					26,868045	220,16433	440,3287

Ниже представлены сводные таблицы при эксплуатации месторождения Кожасай при реализации проекта по первому варианту разработки.

Таблица 4.7 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2026-2035гг по 1 варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)									
		2026		2027		2028		2029		2030	
		г/с	т/г	г/с	т/г	г/с	т/г	г/с	т/г	г/с	т/г
0123	Железо (II, III) оксиды	0,00002	0,00063	0,00002	0,00063	0,00002	0,00063	0,00002	0,00063	0,00002	0,00063
0150	Натрий гидроксид	0,00000056	0,000018	0,00000056	0,000018	0,00000056	0,000018	0,00000056	0,000018	0,00000056	0,000018
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	96,46946047	163,5556386	103,2983818	174,8489089	107,8926174	169,7922117	107,1132225	171,9521836	98,62073878	172,9308278
0302	Азотная кислота (5)	0,0000083	0,00026	0,0000083	0,00026	0,0000083	0,00026	0,0000083	0,00026	0,0000083	0,00026
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	27,89130819	131,7469970	29,00100793	141,6258473	29,74757120	131,8716095	29,62091954	134,8890969	28,24089092	140,4251128
0316	Гидрохлорид	0,000025	0,00079	0,000025	0,00079	0,000025	0,00079	0,000025	0,00079	0,000025	0,00079
0322	Серная кислота (517)	0,000000028	0,00000088	0,000000028	0,00000088	0,000000028	0,00000088	0,000000028	0,00000088	0,000000028	0,00000088
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	44,24384521	37,87520186	46,55648063	40,23704258	48,23856544	39,77468477	47,17559952	39,72609155	40,31002280	37,53646521
0330	Сера диоксид	1447,221718	970,3767368	1566,542790	1046,484845	1646,818431	1092,742895	1633,200104	1090,306663	1484,811078	1026,387609
0333	Сероводород (	1,378781276	5,339327785	1,533685657	7,088093468	1,548780151	5,453768771	1,537181234	5,454227562	1,410796787	5,401045841
0337	Углерод оксид	710,8544672	870,6395724	767,7621455	911,7148148	806,0474419	928,4714373	799,5524846	928,8899372	728,7817865	901,5926495
0405	Пентан (450)	0,00673	0,00092	0,00673	0,00092	0,00673	0,00092	0,00673	0,00092	0,00673	0,00092
0410	Метан (727*)	51,32530584	46,88429746	52,74799781	47,76385811	53,70513021	48,34637303	53,54275628	48,30799868	51,77348883	47,52708689
0412	Изобутан (2-Метилпропан)	0,00674	0,00112	0,00674	0,00112	0,00674	0,00112	0,00674	0,00112	0,00674	0,00112
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	70,370196	152,6023361	70,320849	154,2432146	70,3751907	164,8597956	70,3776881	168,8208050	70,3793419	172,1228492
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	45,146128	32,54406	45,146128	35,19786	45,146128	37,01846	45,146128	38,45346	45,146128	24,21436
0602	Бензол (64)	0,00279	0,3242019	0,00279	0,3588019	0,00279	0,3826019	0,00279	0,4014019	0,00279	0,4170019

0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	8,813422	1,33949971	8,813422	1,35029971	8,813422	1,35769971	8,813422	1,36369971	8,813422	1,36849971
0621	Метилбензол (349)	0,00162	0,2038177	0,00162	0,2915177	0,00162	0,2406177	0,00162	0,2524177	0,00162	0,2622177
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,00000532	0,00004674	0,00000532	0,00004674	0,00000532	0,00004674	0,00000532	0,00004674	0,00000532	0,00004674
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,377499999	2,098676832	0,377499999	2,381532	0,377499999	2,067421248	0,377499999	2,161188	0,377499999	2,350268832
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,433036999	2,607806832	0,433036999	2,890662	0,433036999	2,576551248	0,433036999	2,670318	0,433036999	2,859398832
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,00323	0,0999	0,00323	0,0999	0,00323	0,0999	0,00323	0,0999	0,00323	0,0999
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00000016	0,0000051	0,00000016	0,0000051	0,00000016	0,0000051	0,00000016	0,0000051	0,00000016	0,0000051
2735	Масло минеральное нефтяное	0,03892	1,2	0,03892	1,2	0,03892	1,2	0,03892	1,2	0,03892	1,2
2752	Уайт-спирит (1294*)	8,8125	1,2375	8,8125	1,2375	8,8125	1,2375	8,8125	1,2375	8,8125	1,2375
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	5,294249999	38,56458832	5,294249999	41,39364	5,294249999	38,25203248	5,294249999	39,1897	5,294264999	41,08111032
	В С Е Г О :	2518,692009	2459,24395	2706,700265	2610,41213	2833,310655	2665,749351	2811,056883	2675,380381	2573,265086	2579,0177

продолжение таблицы 4.7.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)									
		2031		2032		2033		2034		2035	
		г/с	т/г	г/с	т/г	г/с	т/г	г/с	т/г	г/с	т/г
0123	Железо (II, III) оксиды	0,00002	0,00063	0,00002	0,00063	0,00002	0,00063	0,00002	0,00063	0,00002	0,00063
0150	Натрий гидроксид	0,00000056	0,000018	0,00000056	0,000018	0,00000056	0,000018	0,00000056	0,000018	0,00000056	0,000018
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	94,1043100	158,659152	89,2129223	155,981787	103,127735	166,679872	65,2020402	132,620309	50,5323413	87,7628067

0302	Азотная кислота (5)	0,0000083	0,00026	0,0000083	0,00026	0,0000083	0,00026	0,0000083	0,00026	0,0000083	0,00026
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	27,5069712	132,728979	26,7121207	132,293907	28,9732778	131,365854	21,2453420	113,905044	9,69137010	59,7495394
0316	Гидрохлорид	0,000025	0,00079	0,000025	0,00079	0,000025	0,00079	0,000025	0,00079	0,000025	0,00079
0322	Серная кислота (517)	0,000000028	0,00000088	0,000000028	0,00000088	0,000000028	0,00000088	0,000000028	0,00000088	0,000000028	0,00000088
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	38,2139318	29,9473944	35,6448561	28,7579508	47,8824827	39,6795169	18,5485944	19,2218538	13,8279547	10,7799729
0330	Сера диоксид	1405,89559	858,038625	1320,42847	811,258025	1563,56180	1038,36400	924,468006	622,942909	806,318714	545,318972
0333	Сероводород	1,34358322	5,25910130	1,27078982	5,22015688	1,47786939	5,41485109	0,93393611	5,06360828	0,83553311	5,00617169
0337	Углерод оксид	691,144880453	818,11467688	650,383316493	795,803299423	766,340088813	902,535280578	460,611382136	697,339415358	398,82639154	632,534545898
0405	Пентан (450)	0,00673	0,00092	0,00673	0,00092	0,00673	0,00092	0,00673	0,00092	0,00673	0,00092
0410	Метан (727*)	50,8325661	45,5386171	49,8135270	44,9808327	52,7124463	47,6979691	45,0978919	42,7864997	43,7212185	42,0247326
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0,00674	0,00112	0,00674	0,00112	0,00674	0,00112	0,00674	0,00112	0,00674	0,00112
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	70,3801854	172,241661387	70,3826827	173,388311887	70,3835152	174,183169787	70,3843476	173,581421887	70,3402336	169,7756176
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	45,146128	24,25396	45,146128	40,08266	45,146128	40,37146	45,070618	40,13926	45,146128	38,80966
0602	Бензол (64)	0,00279	0,4175019	0,00279	0,4226019	0,00279	0,4264019	0,00279	0,4234019	0,00279	0,4060019
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	8,813422	1,36869971	8,813422	1,37029971	8,813422	1,37149971	8,813422	1,37049971	8,813422	1,36509971
0621	Метилбензол (349)	0,00162	0,2625177	0,00162	0,2656177	0,00162	0,2680177	0,00162	0,2662177	0,00162	0,2552177
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,00000532	0,00004674	0,00000532	0,00004674	0,00000532	0,00004674	0,00000532	0,00004674	0,00000532	0,00004674
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,3774999999	2,161188	0,3774999999	2,161188	0,3774999999	2,067421248	0,3224666666	1,648040832	0	0
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,4330369999	2,670318	0,4330369999	2,670318	0,4330369999	2,576551248	0,3780036666	2,157170832	0,055537	0,50913

1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,00323	0,0999	0,00323	0,0999	0,00323	0,0999	0,00323	0,0999	0,00323	0,0999
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00000016	0,0000051	0,00000016	0,0000051	0,00000016	0,0000051	0,00000016	0,0000051	0,00000016	0,0000051
2735	Масло минеральное нефтяное	0,03892	1,2	0,03892	1,2	0,03892	1,2	0,03892	1,2	0,03892	1,2
2752	Уайт-спирит (1294*)	8,8125	1,2375	8,8125	1,2375	8,8125	1,2375	8,8125	1,2375	8,8125	1,2375
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	5,29424999	39,1897	5,29424999	39,1897	5,29424999	38,2520324	4,7439166666 6	34,05822832	1,49975	17,57062
	В С Е Г О :	2448,35895	2293,393284	2312,785619	2236,387848	2703,396148	2593,79509	1674,692557	1890,065073	1458,481184	1614,40928

ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ РАЕЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ВТОРОМУ РЕКОМЕНДУЕМОМУ ВАРИАНТУ:**Таблица 4.8 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 40 вертикальных скважин (2 вариант разработки)**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности и ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	
							1 скв	40 скв
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,00273	0,00157	0,0628
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,00029	0,00017	0,0068
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	7,4547483686	53,897101695	2155,884068
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	8,5160424436	69,558575855	2782,343034
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,05		3	1,93117919579	9,280377813	371,2151125
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	20,1915771278	25,6149781192	1024,599125
0333	Сероводород	0,008			2	0,01541313242	0,00665568602	0,266227441
0337	Углерод оксид	5	3		4	13,9604030689	48,261436126	1930,457445
0410	Метан (727*)			50		0,215225355	0,092977353	3,71909412
0415	Смесь углеводородов в предельных C1-C5			50		0,0141497	0,052900029	2,11600116
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01		2	0,25686666666	2,138032416	85,52129664
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,25686666666	2,138032416	85,52129664
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	2,58166666666	21,38512416	855,4049664
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,00309	0,00178	0,0712
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05		3	0,420221	0,24206	9,6824
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,00007	0,00004	0,0016
	В С Е Г О :					55,82053939	232,6718117	9306,87247

Таблица 4.9 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 10 наклонно-направленных скважин (2 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности и ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	
							1 скв	10 скв

0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,00273	0,00157	0,0157
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,00029	0,00017	0,0017
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	7,454748368 66	57,64759129 5	576,47591 3
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	8,516042443 66	74,43421233 5	744,34212 34
0328	Углерод	0,15	0,05		3	1,931179195 79	9,905459413	99,054594 13
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	20,19157712 78	26,86514131 92	268,65141 32
0333	Сероводород	0,008			2	0,015413132 42	0,006660686 02	0,0666068 6
0337	Углерод оксид	5	3		4	13,96040306 89	51,38684412 6	513,86844 13
0410	Метан (727*)			50		0,215225355	0,092977353	0,9297735 3
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,0141497	0,055300029	0,5530002 9
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01		2	0,256866666 66	2,288052	22,88052
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,256866666 66	2,288052	22,88052
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	2,581666666 66	22,88736	228,8736
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,00309	0,00178	0,0178
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05		3	0,420221	0,24206	2,4206
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,00007	0,00004	0,0004
	В С Е Г О :					55,82053939	248,1032706	2481,0327 1

Таблица 4.10 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве горизонтальных скважин ГС-1 (2 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)
1	2	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,0026	0,00157

0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,00027	0,00017
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	7,56872530666	66,812929332
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	8,53456369566	86,293143517
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,05		3	2,02615997779	11,46584111
0330	Сера диоксид (	0,5	0,05		3	22,1830945175	30,7641768316
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008			2	0,01710962176	0,00739579413
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	5	3		4	14,9102108889	59,393911104
0410	Метан (727*)			50		0,23897055	0,103235278
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,0141387	0,072240029
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	0,03	0,01		2	0,25686666666	2,652696
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,25686666666	2,652696
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	2,58168166666	26,534535
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,00294	0,00178
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05		3	0,419611	0,2538016
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,00007	0,00004
	В С Е Г О :					59,0138792582	287,010161596

Таблица 4.11 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве горизонтальных скважин ГС-2 (2 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)
1	2	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,0026	0,00157
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,00027	0,00017
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	7,56872530666	71,419429332
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	8,53456369566	92,281593517
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05		3	2,02615997779	12,23359111
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	22,1830945175	32,2996768316
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008			2	0,01710991176	0,00739706413
0337	Углерод оксид	5	3		4	14,9102108889	63,232661104
0380	Углерод диоксид					1371,45980754	592,470636858
0410	Метан (727*)			50		0,23897055	0,103235278
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,0141386	0,074640029
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	0,03	0,01		2	0,25686666666	2,836956
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,25686666666	2,836956
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	2,58169666666	28,377605
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,00294	0,00178
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05		3	0,419611	0,2538016
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,00007	0,00004
	В С Е Г О :					1430,47370199	898,431739724

Таблица 4.12 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 11 резервных скважин (2 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК максимальная	ПДК среднесуточная	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества	Выброс вещества с учетом
--------	-------------------------------------	------------------	--------------------	-------------	-----------------	-----------------	--------------------------

		ная разо- вая, мг/м3	точная, мг/м3		ности ЗВ	с учетом очистки, г/с	очистки, т/год	
							1 скв	11 скв
1	2	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,00273	0,00157	0,01727
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,00029	0,00017	0,00187
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	6,4216667	53,45081	587,9589
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	8,3481667	69,486054	764,3466
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (	0,15	0,05		3	1,0702778	8,9084684	97,99315
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0,5	0,05		3	2,1405556	17,816937	195,9863
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (	0,008			2	3,886E-05	1,4E-05	0,000154
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	5	3		4	5,3513889	44,542342	489,9658
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,0141497	0,0529	0,5819
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	0,03	0,01		2	0,2568667	2,1380324	23,51836
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,2568667	2,1380324	23,51836
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	2,5816667	21,385124	235,2364
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,00309	0,00178	0,01958
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05		3	0,420221	0,24206	2,66266
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,00007	0,00004	0,00044
	В С Е Г О :					26,868045	220,16433	2421,808

Таблица 4.13 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 2 оценочных скважин (2 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	
							1 скв	2 скв
1	2	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в		0,04		3	0,00273	0,00157	0,00314
0143	Марганец и его соединения (в	0,01	0,001		2	0,00029	0,00017	0,00034
0301	Азота (IV) диоксид (Азота	0,2	0,04		2	6,4216667	53,45081	106,9016
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	8,3481667	69,486054	138,9721
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (	0,15	0,05		3	1,0702777	8,9084684	17,81694
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0,5	0,05		3	2,1405556	17,816937	35,63387
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (	0,008			2	3,886E-05	0,000014	2,80E-05
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	5	3		4	5,3513889	44,542342	89,08468
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,0141497	0,0529	0,1058

1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	0,03	0,01		2	0,2568666	2,138036	4,276065
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,2568666	2,1380326	4,276065
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	2,581666	21,385126	42,77025
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,00309	0,00178	0,00356
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05		3	0,420221	0,24206	0,48412
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,00007	0,00004	0,00008
	В С Е Г О :					26,868045	220,16433	440,3287

Ниже представлены сводные таблицы при эксплуатации месторождения Кожасай при реализации проекта по второму рекомендуемому варианту разработки.

Таблица 4.14 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2026-2035гг по 2 рекомендуемому варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)									
		2026		2027		2028		2029		2030	
		г/с	т/г	г/с	т/г	г/с	т/г	г/с	т/г	г/с	т/г
0123	Железо (II, III) оксиды	0,00002	0,00063	0,00002	0,00063	0,00002	0,00063	0,00002	0,00063	0,00002	0,00063
0150	Натрий гидроксид	0,00000056	0,000018	0,00000056	0,000018	0,00000056	0,000018	0,00000056	0,000018	0,00000056	0,000018
0301	Азота (IV) диоксид	96,7298957	163,668146	103,298381	174,848908	108,464903	176,694877	111,480535	187,458281	103,351180	178,023748
0302	Азотная кислота (5)	0,0000083	0,00026	0,0000083	0,00026	0,0000083	0,00026	0,0000083	0,00026	0,0000083	0,00026
0304	Азот (II) оксид	27,7234324	131,674474	29,0010079	141,625847	29,8405676	132,993292	33,9089932	154,339776	32,5879730	153,695495
0316	Гидрохлорид	0,000025	0,00079	0,000025	0,00079	0,000025	0,00079	0,000025	0,00079	0,000025	0,00079
0322	Серная кислота (517)	0,000000028	0,00000088	0,000000028	0,00000088	0,000000028	0,00000088	0,000000028	0,00000088	0,000000028	0,00000088
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	44,2452884767	37,875825354	46,5564806327	40,237042581	48,6130307027	45,456100073	48,4679303362	42,552232607	40,9984666722	33,688809902
0330	Сера диоксид	1447,25198022	970,38980994	1566,54279037	1046,48484576	1656,8179765	1213,35307793	1655,59161864	1106,13235773	1513,54754328	927,891004766
0333	Сероводород (	1,37880705045	5,33933892033	1,5336856575	7,08809346808	1,55729688393	5,55649391614	1,55538009301	5,46388751578	1,43439941926	5,31665463159
0337	Углерод оксид	710,86889983	870,64580733	767,76214559	911,71481480	810,81649189	985,99365382	812,35300805	946,47486088	744,60838201	861,99332323
0405	Пентан (450)	0,00673	0,00092	0,00673	0,00092	0,00673	0,00092	0,00673	0,00092	0,00673	0,00092
0410	Метан (727*)	51,325666661	46,884453337	52,747997813	47,763858116	53,82435647	49,784428451	53,797231175	48,437531322	52,103615522	46,309213927
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0,00674	0,00112	0,00674	0,00112	0,00674	0,00112	0,00674	0,00112	0,00674	0,00112
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	70,370196	152,60233618	70,320849	154,24321468	70,3751907	164,85979568	70,3926702	169,52895721	70,3951676	175,29071351
0416	Смесь углеводородов	45,146128	32,54406	45,146128	35,19786	45,146128	37,01846	45,146128	38,68886	45,146128	40,78986

	предельных C6- C10										
060 2	Бензол (64)	0,00279	0,3242019	0,00279	0,3588019	0,00279	0,3826019	0,00279	0,4044019	0,00279	0,4320019
061 6	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	8,813422	1,33949971	8,813422	1,35029971	8,813422	1,35769971	8,813422	1,36469971	8,813422	1,37329971
062 1	Метилбензол (349)	0,00162	0,2038177	0,00162	0,2915177	0,00162	0,2406177	0,00162	0,2542177	0,00162	0,2714177
070 3	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,00000532	0,00004674	0,00000532	0,00004674	0,00000532	0,00004674	0,00000532	0,00004674	0,00000532	0,00004674
130 1	Проп-2-ен-1-аль	0,3774999999	2,098676832	0,3774999999	2,381532	0,3774999999	2,067421248	0,5033333333	2,756561664	0,5033333333	2,787817248
132 5	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,4330369999	2,607806832	0,4330369999	2,890662	0,4330369999	2,576551248	0,5588703333	3,265691664	0,5588703333	3,296947248
171 5	Метантиол (Метилмеркапта н) (339)	0,00323	0,0999	0,00323	0,0999	0,00323	0,0999	0,00323	0,0999	0,00323	0,0999
171 6	Смесь природных меркаптанов	0,00000016	0,0000051	0,00000016	0,0000051	0,00000016	0,0000051	0,00000016	0,0000051	0,00000016	0,0000051
273 5	Масло минеральное нефтяное	0,03892	1,2	0,03892	1,2	0,03892	1,2	0,03892	1,2	0,03892	1,2
275 2	Уайт-спирит (1294*)	8,8125	1,2375	8,8125	1,2375	8,8125	1,2375	8,8125	1,2375	8,8125	1,2375
275 4	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	5,2942499999	38,56458832	5,2942499999	41,39364	5,2942499999	38,25203248	6,5590833333	45,14583664	6,5590833333	45,45839248
	В С Е Г О :	2518,831093	2459,304034	2706,700265	2610,41213	2849,246741	2859,128295	2858,000794	2754,809346	2629,480154	2479,15989

продолжение таблицы 4.14

Код ЗВ	Наименование загрязняющег о вещества	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)									
		2031		2032		2033		2034			2035
		г/с	т/г	г/с	т/г	г/с	т/г	г/с	т/г	г/с	т/г
0123	Железо (II, III) оксиды	0,00002	0,00063	0,00002	0,00063	0,00002	0,00063	0,00002	0,00063	0,00002	0,00063
0150	Натрий гидроксид	0,00000056	0,000018	0,00000056	0,000018	0,00000056	0,000018	0,00000056	0,000018	0,00000056	0,000018
0301	Азота (IV) диоксид	104,29478299	177,53536947	100,12345962	176,09150859	84,152602668	171,08292814	102,65899571	182,60989637	72,448480303	162,75874359

	(Азота диоксид) (4)										
0302	Азотная кислота (5)	0,0000083	0,00026	0,0000083	0,00026	0,0000083	0,00026	0,0000083	0,00026	0,0000083	0,00026
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	32,741308527	152,72730323	32,063468479	153,38150650	29,468204228	155,2341042	32,475493093	153,55191385	27,566284344	151,21493220
0316	Гидрохлорид	0,000025	0,00079	0,000025	0,00079	0,000025	0,00079	0,000025	0,00079	0,000025	0,00079
0322	Серная кислота (517)	0,000000028	0,00000088	0,000000028	0,00000088	0,000000028	0,00000088	0,000000028	0,00000088	0,000000028	0,00000088
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	42,089250860	34,013188987	39,745599628	33,071795725	27,632348582	28,161733967	44,696074842	40,986011611	20,332677320	24,483734407
0330	Сера диоксид	1530,0351195	932,75095715	1457,1496659	894,13031655	1178,0911141	766,43716178	1501,4523908	1021,4189950	973,58519217	661,16824773
0333	Сероводород	1,4484420702	5,3244152073	1,3863646355	5,2932991362	1,1486871069	5,1834758739	1,4240983623	5,4005340737	0,9745069183	5,0944815658
0337	Углерод оксид	752,47173829	863,78392356	717,71071017	845,89132763	584,62023551	786,57189118	738,84017771	906,07164782	487,08588249	734,78495259
0405	Пентан (450)	0,00673	0,00092	0,00673	0,00092	0,00673	0,00092	0,00673	0,00092	0,00673	0,00092
0410	Метан (727*)	52,300199436	46,370257894	51,431173728	45,906664044	48,10391186	44,374841284	51,959410414	47,427451	45,665553041	43,129004666
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0,00674	0,00112	0,00674	0,00112	0,00674	0,00112	0,00674	0,00112	0,00674	0,00112
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	70,3968324	179,57841771	70,3984973	179,92026001	70,3984973	181,52532191	70,3993298	180,29677401	70,4018271	181,49813031
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	45,146128	42,35706	45,146128	43,20106	45,146128	43,05426	45,146128	42,59366	45,146128	43,00806
0602	Бензол (64)	0,00279	0,4524019	0,00279	0,4634019	0,00279	0,4614019	0,00279	0,4554019	0,00279	0,4608019
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	8,813422	1,37969971	8,813422	1,38309971	8,813422	1,38249971	8,813422	1,38069971	8,813422	1,38229971
0621	Метилбензол (349)	0,00162	0,2844177	0,00162	0,2912177	0,00162	0,2900177	0,00162	0,2864177	0,00162	0,2898177
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,00000532	0,00004674	0,00000532	0,00004674	0,00000532	0,00004674	0,00000532	0,00004674	0,00000532	0,00004674
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,5033333333	2,756561664	0,5033333333	2,787817248	0,5033333333	2,881584	0,5033333333	2,756561664	0,5033333333	2,787817248

1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,5588703333	3,265691664	0,5588703333	3,296947248	0,5588703333	3,390714	0,5588703333	3,265691664	0,5588703333	3,296947248
1715	Метантиол (Метилмеркап тан) (339)	0,00323	0,0999	0,00323	0,0999	0,00323	0,0999	0,00323	0,0999	0,00323	0,0999
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00000016	0,0000051	0,00000016	0,0000051	0,00000016	0,0000051	0,00000016	0,0000051	0,00000016	0,0000051
2735	Масло минеральное нефтяное	0,03892	1,2	0,03892	1,2	0,03892	1,2	0,03892	1,2	0,03892	1,2
2752	Уайт-спирит (1294*)	8,8125	1,2375	8,8125	1,2375	8,8125	1,2375	8,8125	1,2375	8,8125	1,2375
2754	Алканы C12- 19 /в пересчете на C/	6,5590833333 2	45,14583664	6,5590833333 2	45,45839248	6,5590833333 2	46,39606	6,5590833333 2	45,14583664	6,5590833333 2	45,45839248
	В С Е Г О :	2656,2311	2490,266693	2540,462366	2433,109805	2094,069028	2238,969186	2614,359397	2636,188684	1768,51383	2063,357554

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

по 1 варианту разработки:

- при бурении 13 вертикальных добывающих скважин - **3024,734** т/год;
- при бурении 12 наклонно-направленных скважин - **2977,239** т/год;
- при бурении 1 горизонтальной скважины ГС-1 - **287,01016** т/год;
- при бурении 1 горизонтальной скважины ГС-2 - **898,4317** т/год;
- при бурении 11 резервных скважин - **2421,808** т/год;
- при бурении 2 оценочных скважин - **440,3287** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **2459,24395**т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **2610,41213** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **2665,749351** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **2675,380381** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **2579,0177** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **2293,393284** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **2236,387848** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **2593,79509** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **1890,065073** т/год.
- при эксплуатации месторождения в 2035г - **1614,40928** т/год.

по рекомендуемому по 2 варианту разработки:

- при бурении 40 вертикальных добывающих скважин - **9306,87247** т/год;
- при бурении 10 наклонно-направленных скважин - **2481,03271** т/год;
- при бурении 1 горизонтальной скважины ГС-1 - **287,010161**т/год;
- при бурении 1 горизонтальной скважины ГС-2 - **898,4317**т/год;
- при бурении 11 резервных скважин - **2421,808** т/год;
- при бурении 2 оценочных скважин - **440,3287** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **2459,24395** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **2610,41213** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **2859,128295** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **2754,809346** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **2479,15989** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **2490,266693** т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **2433,109805**т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **2238,969186**т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **2636,188684** т/год.
- при эксплуатации месторождения в 2035г - **2063,357554**т/год.

4.2 Расчет рассеивания вредных веществ в атмосферу

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

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

На основании проведенной инвентаризации источников выбросов были выявлены все источники загрязняющих веществ, находящихся на территории промышленной площадки, перечень вредных веществ, содержащихся в них и объемы выбросов. Моделирование рассеивания указанных вредных веществ в атмосфере от промплощадки проводилось с помощью ПК «ЭРА» (версия 3.0).

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующее неблагоприятным метеорологическим условиям, принята в расчетах равным 200. В нижеследующей таблице 4.15 приведены метеорологические характеристики, полученные с РГП «Казгидромет».

Таблица 4.15 - Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (I)	-12,3
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (VII)	+32,7
С	10
СВ	9
В	15
ЮВ	18
Ю	9
ЮЗ	11
З	15
СЗ	13
Среднегодовая температура воздуха	9,6°С
Среднегодовая скорость ветра за год	3,9 м/с

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 1 квартал 2024 года для ТОО «Казахойл Актобе».

Таблица 4.16 - Фоновые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе (мг/м³)

Код загрязняющего вещества	Наименование загрязняющего вещества	Фон - мг/м³
301	Азота диоксид	0,02
337	Углерод	0,025
330	Сера диоксид	0,025
333	Сероводород	0,004
337	Углерода оксид	1,5
2754	Углеводороды	0,5

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 Кожасай.

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.

Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы приведены в таблице 4.17.

Таблица 4.17 - Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	См	РП	СЗЗ	Граница области возд.	Коли ч.ИЗА	ПДК _{мр} (ОБУВ) мг/м ³	ПДК _{сс} мг/м ³	Класс опас.
0301	Азота (IV) диоксид	0,0019	0,100506	0,100024	0,101237	3	0,2	0,04	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0001	См<0.05	См<0.05	См<0.05	2	0,4	0,06	3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,0001	0,166682	0,16668	0,166682	1	0,15	0,05	3
0330	Сера диоксид	0,2263	0,056206	0,05014	0,143989	7	0,5	0,05	3
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	3,3059	2,198823	0,502356	3,537718	5	0,008	0,0008*	2
0337	Углерод оксид	0,0003	0,300071	0,300004	0,300174	3	5	3	4
0410	Метан (727*)	0,0289	См<0.05	См<0.05	См<0.05	2	50	5.0*	-
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,082	0,019157	0,010063	0,04103	10	50	5.0*	-
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0038	См<0.05	См<0.05	См<0.05	3	30	3.0*	-
0602	Бензол (64)	0,0049	См<0.05	См<0.05	См<0.05	2	0,3	0,1	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0031	См<0.05	См<0.05	См<0.05	2	0,2	0,02*	3
0621	Метилбензол (349)	0,0014	См<0.05	См<0.05	См<0.05	2	0,6	0,06*	3
1715	Метантиол (Метилмеркаптан)	0,0001	См<0.05	См<0.05	См<0.05	1	0,006	0,0006*	4
6007	0301 + 0330	0,2282	0,156206	0,150156	0,244169	9			
6044	0330 + 0333	3,5323	2,249435	0,552357	3,588775	10			
Примечания:									
1.	Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ								
2.	См - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДК _{мр}) - только для модели МРК-2014								
3.	"Звездочка" (*) в графе "ПДК _{сс} " означает, что соответствующее значение взято как ПДК _{мр} /10.								
4.	Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), на границе области воздействия приведены в долях ПДК _{мр} .								

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 0,15 ПДК на границе СЗЗ наблюдается по группе суммации сероводорода и диоксида серы.

По всем остальным ингредиентам величины приземных концентраций в районе расположения месторождения Кожасай 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 1000м.

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.

Ранее компанией ТОО «Казахойл Актобе» был составлен и утвержден проектный документ «Проект обоснования установленной (окончательной) санитарно-защитной зоны для ТОО «Казахойл Актобе» месторождение Кожасай», далее согласно выданному заключению №D.08.X.KZ89VBZ00034340 от 11.05.2022г для ТОО «Казахойл Актобе» было установлено СЗЗ не менее 1000м.

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 1000 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 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 буровых 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 №ҚР 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

Питьевое водоснабжение, а также хоз-бытовые и вспомогательные нужды работающего персонала обеспечиваются питьевой водой, которая доставляется автоцистернами согласно договору. Питьевая бутилированная вода - доставляется автотранспортом согласно договору. Для технических нужд используются водозаборные скважины. Вид водопользования – общее. Качество питьевой воды должно соответствовать ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая».

Вид водопользования – для технических нужд при эксплуатации месторождения и хозяйственно-питьевых нужд для жизнедеятельности персонала.

Для технических нужд используется водозаборные скважины.

На месторождении вода для питьевых нужд поставляется в пластиковых бутылках объемом 18,9 литров, вода для бытовых нужд – согласно договору со специализированной организацией.

Расчет норм водопотребления и водоотведения

При суточной норме потребления питьевой и хоз-бытовой воды 150 л/сут (СНиП РК 4.01-02-2009 с изменениями и дополнениями от 13.06.2017г.) общий объем потребления воды для работников ориентировочно составляет:

Баланс водопотребления и водоотведения согласно 1 варианту разработки

Таблица 4.18 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин согласно 1 варианту разработки

Потребитель	Цикл строительства	Кол-во. чел	Расход воды л/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/скв/цикл	м³/сут.	м³/скв/цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
1 вертикальная скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	156,3	40	0,15	6	937,8	6	937,8
Итого:					937,8		937,8
13 вертикальных скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	2031,9	40	0,15	6	12191,4	6	12191,4
Итого:					12191,4		12191,4
1 наклонно-направленная скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	165,9	40	0,15	6	995,4	6	995,4
Итого:					995,4		995,4
12 наклонно-направленных скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	1990,8	40	0,15	6	11944,8	6	11944,8
Итого:					11944,8		11944,8
1 горизонтальная скважина ГС-1							

Питьевые и хоз-бытовые нужды	189,7	40	0,15	6	1138,2	6	1138,2
Итого:					1138,2		1138,2
1 горизонтальная скважина ГС-2							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	202	40	0,15	6	1212	6	1212
Итого:					1212		1212

Таблица 4.19 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации (2026-2035гг) месторождения Кожасай

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	40	0,15	6	2190,00	6	2190,00
2027 год							
Хоз-питьевые нужды	365	40	0,15	6	2190,00	6	2190,00
2028 год							
Хоз-питьевые нужды	365	40	0,15	6	2190,00	6	2190,00
2029 год							
Хоз-питьевые нужды	365	40	0,15	6	2190,00	6	2190,00
2030 год							
Хоз-питьевые нужды	365	40	0,15	6	2190,00	6	2190,00
2031 год							
Хоз-питьевые нужды	365	40	0,15	6	2190,00	6	2190,00
2032 год							
Хоз-питьевые нужды	365	40	0,15	6	2190,00	6	2190,00
2033 год							
Хоз-питьевые нужды	365	40	0,15	6	2190,00	6	2190,00
2034 год							
Хоз-питьевые нужды	365	40	0,15	6	2190,00	6	2190,00
2035 год							
Хоз-питьевые нужды	365	40	0,15	6	2190,00	3	2190,00
Итого:				21900,00			21900,00

Таблица 4.20 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 11 резервных скважин

Потребитель	Цикл строительств	Кол-во. чел	Расход воды	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/скв/цикл	м³/сут.	м³/скв/цикл
			л/сут				
1	2	3	4	5	6	7	8
1 скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	156,3	40	0,15	6	937,8	6	937,8
Итого:					937,8		937,8
11 скважин							

Питьевые и хоз-бытовые нужды	1719,3	40	0,15	6	10315,8	6	10315,8
Итого:					10315,8		10315,8

Таблица 4.21 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 2 оценочных скважин

Потребитель	Цикл строительства	Кол-во. чел	Расход воды	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/скв/цикл	м³/сут.	м³/скв/цикл
			л/сут				
1	2	3	4	5	6	7	8
1 скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	156,3	40	0,15	6	937,8	6	937,8
Итого:					937,8		937,8
2 скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	312,6	40	0,15	6	1875,6	6	1875,6
Итого:					1875,6		1875,6

Баланс водопотребления и водоотведения согласно рекомендуемому 2 варианту разработки

Таблица 4.22 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин согласно 2 варианту разработки

Потребитель	Цикл строительства	Кол-во. чел	Расход воды	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/скв/цикл	м³/сут.	м³/скв/цикл
			л/сут				
1	2	3	4	5	6	7	8
1 вертикальная скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	156,3	40	0,15	6	937,8	6	937,8
Итого:					937,8		937,8
40 вертикальных скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	6252	40	0,15	6	37512	6	37512
Итого:					37512		37512
1 наклонно-направленная скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	165,9	40	0,15	6	995,4	6	995,4
Итого:					995,4		995,4
10 наклонно-направленных скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	1659	40	0,15	6	9954	6	9954
Итого:					9954		9954
1 горизонтальная скважина ГС-1							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	189,7	40	0,15	6	1138,2	6	1138,2
Итого:					1138,2		1138,2
1 горизонтальная скважина ГС-2							

Питьевые и хоз-бытовые нужды	202	40	0,15	6	1212	6	1212
Итого:					1212		1212

Таблица 4.23 – Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации (2026-2035гг) месторождения Кожасай по 2 варианту разработки

Потребитель	Продолжительность сутки	Коли- чество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
2026 год							
Хоз-питьевые нужды	365	40	0,15	6	2190,00	6	2190,00
2027 год							
Хоз-питьевые нужды	365	40	0,15	6	2190,00	6	2190,00
2028 год							
Хоз-питьевые нужды	365	40	0,15	6	2190,00	6	2190,00
2029 год							
Хоз-питьевые нужды	365	40	0,15	6	2190,00	6	2190,00
2030 год							
Хоз-питьевые нужды	365	40	0,15	6	2190,00	6	2190,00
2031 год							
Хоз-питьевые нужды	365	40	0,15	6	2190,00	6	2190,00
2032 год							
Хоз-питьевые нужды	365	40	0,15	6	2190,00	6	2190,00
2033 год							
Хоз-питьевые нужды	365	40	0,15	6	2190,00	6	2190,00
2034 год							
Хоз-питьевые нужды	365	40	0,15	6	2190,00	6	2190,00
2035 год							
Хоз-питьевые нужды	365	40	0,15	6	2190,00	3	2190,00
Итого:					21900,00		21900,00

Таблица 4.24 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 11 резервных скважин

Потребитель	Цикл строительств	Кол-во. чел	Расход воды	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/скв/цикл	м³/сут.	м³/скв/цикл
			л/сут				
1	2	3	4	5	6	7	8
1 скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	156,3	40	0,15	6	937,8	6	937,8
Итого:					937,8		937,8
11 скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	1719,3	40	0,15	6	10315,8	6	10315,8
Итого:					10315,8		10315,8

Таблица 4.25- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 2 оценочных скважин

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

	Цикл строительств	Кол- во. чел	Расход воды л/сут	м³/сут.	м³/скв/цикл	м³/сут.	м³/скв/цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
1 скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	156,3	40	0,15	6	937,8	6	937,8
Итого:					937,8		937,8
2 скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	312,6	40	0,15	6	1875,6	6	1875,6
Итого:					1875,6		1875,6

Накопленные сточные воды по самотечному коллектору поступают в подземную емкость. Из подземной емкости стоки забираются насосами канализационной станции, и далее подаются по напорному канализационному трубопроводу до комплекса очистных сооружений, оттуда насосом доставляются на станцию биологической очистки.

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 ($V_{БСВ}$) определяется по формуле:

$$V_{БСВ} = 2 \times V_{обр};$$

Объем буровых сточных вод при бурении 1 вертикальной скважины составит:

$$V_{БСВ} = 2 \times 142,585 = 285,17 \text{ м}^3;$$

Объем буровых сточных вод при бурении 1 наклонно-направленной скважины составит:

$$V_{БСВ} = 2 \times 148,4739 = 296,9478 \text{ м}^3$$

Объем буровых сточных вод при бурении горизонтальной скважины №ГС-1 составит:

$$V_{БСВ} = 2 \times 139,7152 = 279,4305 \text{ м}^3$$

Объем буровых сточных вод при бурении горизонтальной скважины №ГС-2 составит:

$$V_{БСВ} = 2 \times 143,8278 = 287,655 \text{ м}^3$$

Объем буровых сточных вод при бурении 1 резервной скважины составит:

$$V_{БСВ} = 2 \times 142,585 = 285,17 \text{ м}^3;$$

Объем буровых сточных вод при бурении 1 оценочной скважины составит:

$$V_{БСВ} = 2 \times 142,585 = 285,17 \text{ м}^3;$$

Не допускается сбрасывание сточных вод на поверхность земли и в водные объекты. Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, не допускающих их разлив, и по мере накопления вывозятся 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 противofiltrационным экраном. Собственником отходов будет являться компания, занимающаяся буровыми работами.

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образовавшиеся в процессе бытовой деятельности на месторождении и Кожасай, отводятся на комплекс очистных сооружений (КОС) с последующим сбросом в пруды-накопители.

Канализационная сеть полевого лагеря месторождения «Кожасай» представляют собой канализационный самотечный коллектор длиной около 150,0 м из керамических труб диаметром 150,0 мм и стальной трубы диаметром 108,0 мм, а также канализационной насосной станцией, имеющей в наличии два насоса: основной и аварийный.

Хозяйственно-бытовые сточные воды по самотечному коллектору поступают в подземную емкость. Из подземной емкости стоки забираются насосами канализационной станции, и далее подаются по напорному канализационному трубопроводу до комплекса очистных сооружений, где насосом доставляются на станцию биологической очистки.

Площадка под пруд-накопитель полевого лагеря месторождения «Кожасай» расположена на юго-западе от самого полевого лагеря с подветренной стороны от господствующих ветров теплого периода. Ближайшее расстояние от прудов до границы полевого лагеря составляет 240,0 метров. Пруд сооружен с противofiltrационным устройством для предотвращения загрязнения подземных вод сточными водами. В качестве противofiltrационного экрана применяется полиэтиленовая пленка (ГОСТ 0354-92) толщиной 0,2 мм, обладающая высокой стойкостью к химическому и поверхностно-активному воздействию сточных вод и сохраняющая противofiltrационные, прочностные и другие свойства на протяжении всего срока службы прудов. Для создания подстилающего слоя пленочного экрана применяются песчаные грунты с максимальной крупностью частиц до 2,0 мм. Защитный слой рекомендован из песка с содержанием в составе частиц крупностью не более 2,0 мм. Толщина подстилающего слоя - 0,2 м, защитного - 0,6 м. С целью защиты и уменьшения толщины полиэтиленовой пленки применена дополнительная защитная прокладка из рубероида РКП-350 ГОСТ 10923-93. Общая площадь пруда-накопителя составляет 70,2 га. Вокруг пруда-испарителя предусмотрено ограждение из металлических сетчатых панелей высотой 2,15 м с насадкой из колючей проволоки высотой 0,5 м. С внутренней стороны ограждения предусмотрена посадка лесонасаждений. Лесополоса 3-х рядная, шириной 10,0 м. Ближайшим водным объектом полевого лагеря месторождения «Кожасай» является река Жем. Расстояние от пруда-накопителя до р. Жем 1,03 км. Расстояние от пруда-накопителя до песков «Кокжеде-Кумжарган» составляет 7,72 км.

Более подробная информация об утилизации сточных вод при эксплуатации месторождения представлена в Проекте нормативов допустимых сбросов для ТОО «Казахойл Актобе на 2026 г, который имеет разрешение на эмиссию (прилагается в приложении отчета ОВОС).

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 разработки месторождения Кожасай 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 разработке месторождения;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

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

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

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

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

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

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

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

-целлюлоза-2-3% (опилки лиственных пород деревьев) – структурообразователь;

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

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

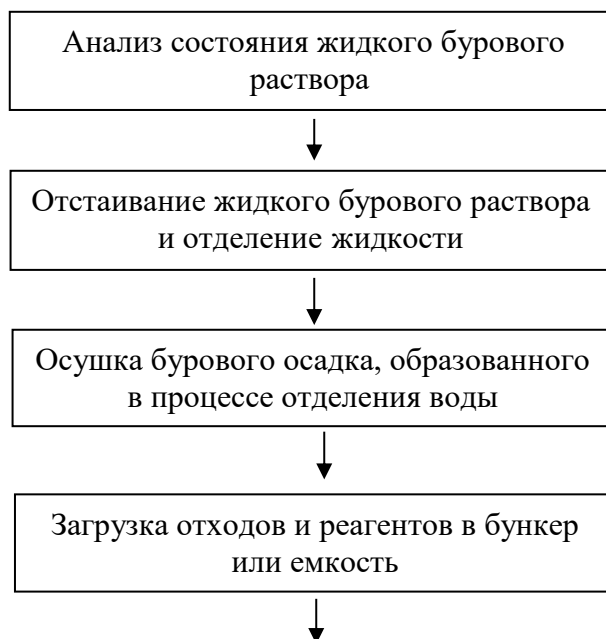
Перед загрузкой буровых отходов в бункер или емкость, технологическим процессом предусматривается проведение процесса осушки отходов. Для этого буровые отходы, имеющие пастообразную фракцию и осадок образованный в процессе отделения воды из буровых растворов, смешиваются с отходами твердой фракции и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

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

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

Карта процесса обезвреживания жидкого бурового раствора

Карта процесса обезвреживания жидкого бурового раствора выглядит следующим образом:



1. Анализ состояния жидкого бурового раствора.

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

2. Отстаивание жидкого бурового раствора и отделение жидкости.

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

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

Осадок, образованный в процессе отделения воды, смешивается с отходами твердой фракции и распределяется ровным слоем по поверхности карт или секции. Затем при помощи спецтехники производится процесс 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.

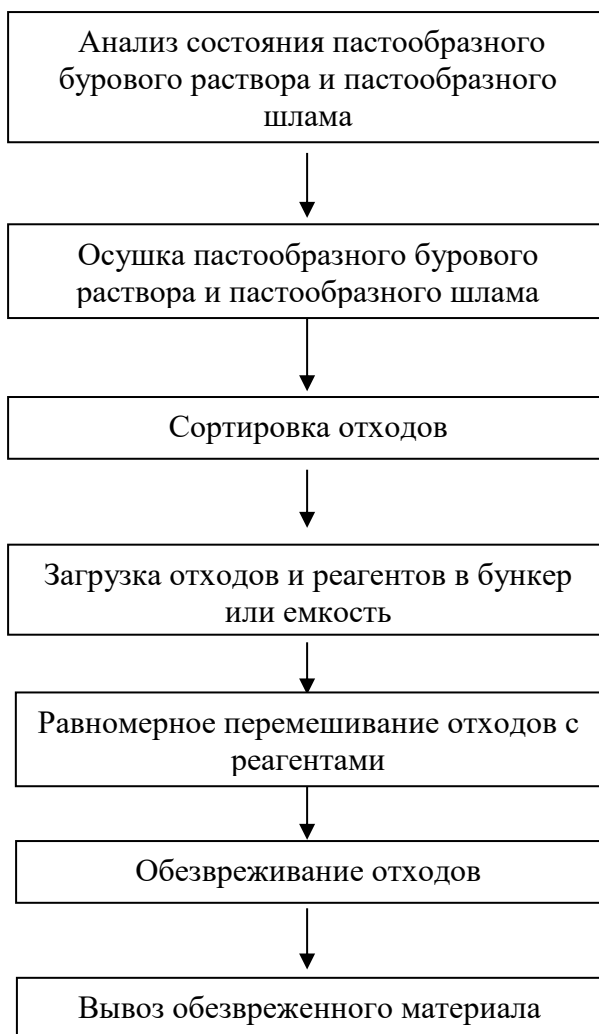
После перемешивания полученную массу размещают в отвалы или сливают в сборную емкость. Расчетное время обезвреживания – 3 суток.

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.

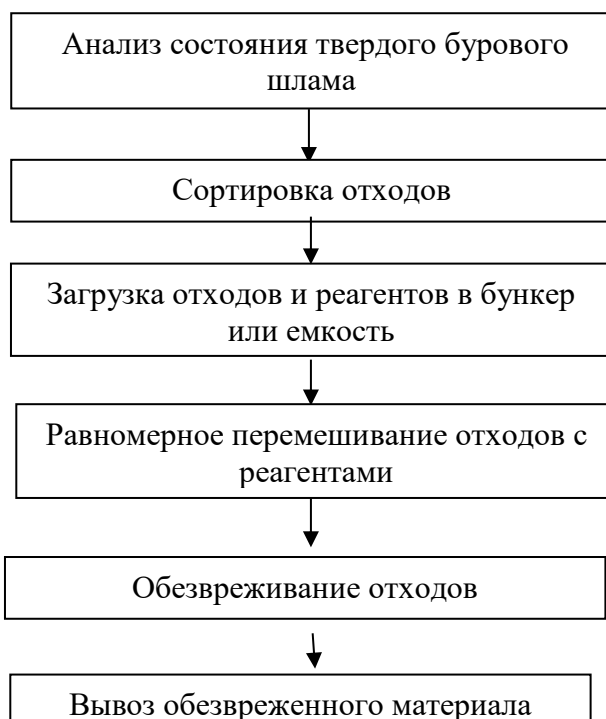
После перемешивания полученную массу размещают в отвалы или сливают в сборную емкость. Расчетное время обезвреживания – 3 суток.

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, гидрорерывающих и дополнительных слоев земляного полотна.

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

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.

Металлом (17 04 07) - собирается на площадке для временного складирования металлолома, по мере накопления вывозится по договору со специализированной организацией.

Коммунальные отходы (20 03 01) – упаковочная тара продуктов питания, бумага, пищевые отходы собираются в металлические контейнеры и вывозятся согласно договору со специализированной организацией.

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.

Промасленная ветошь (15 02 02*). Образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей, станков и машин. По мере накопления отходы будут собираться в контейнеры и транспортироваться согласно договору со специализированной организацией.

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

Отработанные аккумуляторы (16 06 01*) – образуются после истечения срока годности.

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

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 приведены в таблицах:

Таблица 4.26 - Объем выбуренной породы при строительстве вертикальной скважины

<i>Интервал</i>	<i>k</i>	<i>π</i>	<i>R, м</i>	<i>R2</i>	<i>L</i>	<i>V_{скв} = (K1*π* R2*L), м3</i>	<i>L, отб. керна</i>
1	2	3	4	5	6	7	9
0-40	1,2	3,14	0,33020	0,1090	40	16,4333	-
40-700	1,15	3,14	0,22225	0,0494	660	117,7213	-
700-3300	1,1	3,14	0,15558	0,0242	2600	217,3578	-
3300-3800	1,1	3,14	0,10635	0,0113	500	19,5329	-
V_{скв} =					371,05		

$V_{ш} = V_{скв} \times 1,2$, $V_{ш} = 445,2544177 \text{ м}^3$, $V_{ш} = 779,195231 \text{ тонна}$

$V_{циркуляция} = 90 \text{ м}^3$

$V_{обр} = 1,2 \times V_{скв} \times K1 + 0,5 \times V_{ц}$,

$V_{обр} = 142,5849266 \text{ м}^3$, $V_{обр} = 179,6570075 \text{ тонна}$

$V_{бсв} = 2 \times V_{обр}$, $V_{бсв} = 285,1698531 \text{ м}^3$, $V_{бсв} = 307,9834414 \text{ тонна}$

Таблица 4.27 - Объем выбуренной породы при строительстве наклонно-направленной скважины

Интервал	k	π	R, м	R2	L	$V_{скв} = (K1 * \pi * R2 * L), м^3$	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	9
0-40	1,2	3,14	0,33020	0,1090	40	16,4333	-
40-900	1,15	3,14	0,22225	0,0494	860	153,3944	-
900-3000	1,1	3,14	0,15558	0,0242	2100	175,5583	-
3300-4230	1,1	3,14	0,10635	0,0113	1230	48,0510	-
				V_{скв} =	393,44		

$V_{ш} = V_{скв} \times 1,2$, $V_{ш} = 472,1243423 \text{ м}^3$, $V_{ш} = 826,2175989 \text{ тонна}$

$V_{циркуляция-90\text{м}^3}$

$V_{обр} = 1,2 * V_{скв} * K1 + 0,5 * V_{ц}$, $V_{обр} = 148,4739183 \text{ м}^3$, $V_{обр} = 187,0771371 \text{ тонна}$

$V_{бсв} = 2 * V_{обр}$, $V_{бсв} = 296,9478367 \text{ м}^3$, $V_{бсв} = 320,7036636 \text{ тонна}$

Таблица 4.28 - Объем выбуренной породы при строительстве горизонтальной скважины ГС-1

Интервал	k	π	R, м	R2	L	$V_{скв} = (K1 * \pi * R2 * L), м^3$	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	9
0-40	1,2	3,14	0,33020	0,1090	40	16,4333	-
40-650	1,15	3,14	0,22225	0,0494	610	108,8030	-
650-2900	1,1	3,14	0,15555	0,0242	2250	188,0377	-
2900-3840	1,1	3,14	0,10795	0,0117	940	37,8352	-
3840-4290	1,1	3,14	0,07620	0,0058	450	9,0249	-
				V_{скв} =	360,13		

$V_{ш} = V_{скв} \times 1,2$, $V_{ш} = 432,1609053 \text{ м}^3$, $V_{ш} = 756,2815843 \text{ тонна}$

$V_{циркуляция-90\text{м}^3}$

$V_{обр} = 1,2 * V_{скв} * K1 + 0,5 * V_{ц}$, $V_{обр} = 139,7152651 \text{ м}^3$, $V_{обр} = 176,041234 \text{ тонна}$

$V_{бсв} = 2 * V_{обр}$, $V_{бсв} = 279,4305302 \text{ м}^3$, $V_{бсв} = 301,7849726 \text{ тонна}$

Таблица 4.29 - Объем выбуренной породы при строительстве горизонтальной скважины ГС-2

Интервал	k	π	R, м	R2	L	$V_{скв} = (K1 * \pi * R2 * L), м^3$	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	9
0-40	1,2	3,14	0,33020	0,1090	40	16,4333	-
40-700	1,15	3,14	0,22225	0,0494	660	117,7213	-
700-2900	1,1	3,14	0,15558	0,0242	2200	183,9182	-
2900-3900	1,1	3,14	0,10795	0,0117	1000	40,2502	-
3900-4770	1,1	3,14	0,07620	0,0058	870	17,4482	-
				V_{скв} =	375,77		

$V_{ш} = V_{скв} \times 1,2$, $V_{ш} = 450,925382 \text{ м}^3$, $V_{ш} = 789,1194185 \text{ тонна}$

$V_{циркуляция-90\text{м}^3}$

$V_{обр} = 1,2 * V_{скв} * K1 + 0,5 * V_{ц}$, $V_{обр} = 143,8278129 \text{ м}^3$, $V_{обр} = 181,2230442 \text{ тонна}$

$$V_{бсв}=2*V_{обр}, V_{бсв}=287,6556258\text{м}^3, V_{бсв}=310,6680758\text{тонна}$$

Таблица 4.30 - Объем выбуренной породы при строительстве резервной скважины

Интервал	k	π	R, м	R2	L	$V_{скв} = (K1*\pi*R2*L), \text{м}^3$	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	9
0-40	1,2	3,14	0,33020	0,1090	40	16,4333	-
40-700	1,15	3,14	0,22225	0,0494	660	117,7213	-
700-3300	1,1	3,14	0,15558	0,0242	2600	217,3578	-
3300-3800	1,1	3,14	0,10635	0,0113	500	19,5329	-
V _{скв} =					371,05		

$$V_{ш} = V_{скв} \times 1,2, \quad V_{ш} = 445,2544177\text{м}^3, \quad V_{ш} = 779,195231\text{тонна}$$

Vциркуляция - 90м³

$$V_{обр} = 1,2 * V_{скв} * K1 + 0,5 * V_{ц},$$

$$V_{обр} = 142,5849266 \text{ м}^3, \quad V_{обр} = 179,6570075\text{тонна}$$

$$V_{бсв}=2*V_{обр}, \quad V_{бсв} = 285,1698531\text{м}^3, \quad V_{бсв} = 307,9834414\text{тонна}$$

Таблица 4.31 - Объем выбуренной породы при строительстве оценочной скважины

Интервал	k	π	R, м	R2	L	$V_{скв} = (K1*\pi*R2*L), \text{м}^3$	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	9
0-40	1,2	3,14	0,33020	0,1090	40	16,4333	-
40-700	1,15	3,14	0,22225	0,0494	660	117,7213	-
700-3300	1,1	3,14	0,15558	0,0242	2600	217,3578	-
3300-3800	1,1	3,14	0,10635	0,0113	500	19,5329	-
V _{скв} =					371,05		

$$V_{ш} = V_{скв} \times 1,2, \quad V_{ш} = 445,2544177\text{м}^3, \quad V_{ш} = 779,195231\text{тонна}$$

Vциркуляция - 90м³

$$V_{обр} = 1,2 * V_{скв} * K1 + 0,5 * V_{ц},$$

$$V_{обр} = 142,5849266 \text{ м}^3, \quad V_{обр} = 179,6570075\text{тонна}$$

$$V_{бсв}=2*V_{обр}, \quad V_{бсв} = 285,1698531\text{м}^3, \quad V_{бсв} = 307,9834414\text{тонна}$$

Металлолом

Количество металлолома, образующегося в процессе ремонта транспортных средств, определяется по формуле:

$$N_{л} = n * \alpha * M,$$

где: $N_{л}$ – количество лома черных металлов, т/год;

n – количество автотранспортных средств грузовые – 2 ед:

α – коэффициент образования лома:

- грузовой транспорт – 0,0016.

M – масса металла на единицу транспорта, т:

- грузового – 4,74.

$$N_{л} = 2*0,0016*4,74 = 0,1517 \text{ т/год}$$

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.

Расчет 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 4.32 - Образование коммунальных отходов при строительстве скважины

вид скважина	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м³/год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м³	Количество ТБО, т/пер.
при бурении вертикальной скважины	40	0,3	156,3	0,25	1,285
при бурении наклонно-направленной	40	0,3	165,9	0,25	1,364
при бурении горизонтальной скважины ГС-1	40	0,3	189,7	0,25	1,559
при бурении горизонтальной скважины ГС-2	40	0,3	202	0,25	1,660
резервные скважины	40	0,3	156,3	0,25	1,285
оценочные скважины	40	0,3	156,3	0,25	1,285

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, 0,089 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:

$$N = 0,089 + 0,0106 + 0,013 = 0,1126 \text{ т/год}$$

Огарки сварочных электродов

$$N = M_{ост} * \alpha,$$

где: $M_{ост}$ – расход электродов, 0,1 т/год;

α – остаток электрода, 0,015.

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

Отработанные аккумуляторы

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

где: n_i – количество аккумуляторов для i – группы автотранспорта, 10шт.;

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

τ – срок эксплуатации аккумулятора, 2 года

$$M = 10 * 0,025 * 10^{-3} / 2 = 0,000125 \text{ т/год}.$$

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 4.33 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважины

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 $M_{отр.мол.}$ 1 скв.
при бурении вертикальной скважины	747,10	0,024	0,93	16,6752	4,1688
при бурении наклонно- направленной	799,72	0,024	0,93	17,8498	4,4624
при бурении горизонтальной скважины ГС-1	924,70	0,024	0,93	20,6393	5,1598
при бурении горизонтальной скважины ГС-2	992,11	0,024	0,93	22,1438	5,5360
при бурении резервных скважин	747,10	0,024	0,93	16,6752	4,1688
при бурении оценочных скважин	747,10	0,024	0,93	16,6752	4,1688

Таблица 4.34 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве вертикальных скважин

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год	1 вариант	2 вариант
			скв	скв
		1 скв	13	40
Буровой шлам	Опасные отходы	779,195	10129,538	31167,809
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	179,657	2335,541	7186,280

Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,1126	1,464	4,504
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,00013	0,002	0,005
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	0,003	0,008
Отработанные масла	Не опасные отходы	4,1688	54,194	166,752
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,020	0,060
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	1,2847	16,701	51,386
Всего		964,42	16106,345	38576,805

Таблица 4.35 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве наклонно-направленных скважин

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год	1 вариант	2 вариант
			скв	скв
		1 скв	12	10
Буровой шлам	Опасные отходы	826,218	9914,611	8262,176
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	187,077	2244,926	1870,771
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,1126	1,351	1,126
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,00013	0,002	0,0013
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	0,002	0,002
Отработанные масла	Не опасные отходы	4,4624	53,549	44,624
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,018	0,015
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	1,3636	16,363	13,636
Всего		1019,235	12230,822	10192,352

Таблица 4.36 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве горизонтальной скважины ГС-1

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год (1 скв)	1 вариант	2 вариант
			скв	скв
			1	1
Буровой шлам	Опасные отходы	756,282	756,282	756,282
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	176,041	176,041	176,041
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,1126	0,113	0,113
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,00013	0,000	0,0001
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	0,000	0,0002
Отработанные масла	Не опасные отходы	5,1598	5,160	5,160
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,002	0,002
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	1,559	1,559	1,559
Всего		939,156	939,156	939,156

Таблица 4.37 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве горизонтальной скважины ГС-2

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год	1 вариант	2 вариант
			скв	скв
		1 скв	1	1
Буровой шлам	Опасные отходы	789,119	789,119	789,119

Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	181,223	181,223	181,223
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,1126	0,113	0,113
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,00013	0,00013	0,0001
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	0,0002	0,000
Отработанные масла	Не опасные отходы	5,5360	5,536	5,536
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,002	0,002
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	1,6603	1,660	1,660
Всего		977,653	977,653	977,653

Таблица 4.38 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве резервных скважин

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год (1 скв)	1 вариант	2 вариант
			скв	скв
			11	11
Буровой шлам	Опасные отходы	779,195	8571,148	8571,148
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	179,657	1976,227	179,657
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,113	1,239	0,113
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,00013	0,00143	0,00013
Металлолом	Не опасные отходы	0,00020	0,00220	0,000
Отработанные масла	Не опасные отходы	4,1688	45,8568	4,1688
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,017	0,002
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	1,2847	14,1312	1,2847
Всего		964,420	10608,621	8756,372

Таблица 4.39 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве оценочных скважин

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год	1 вариант	2 вариант
			скв	скв
			2	2
Буровой шлам	Опасные отходы	779,195	1558,390	1558,390
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	179,657	359,314	359,314
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,1126	0,225	0,225
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,00013	0,00026	0,00026
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	0,00040	0,00040
Отработанные масла	Не опасные отходы	4,1688	8,33760	8,33760
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,0030	0,0030
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	1,2847	2,569	2,569
Всего		964,420	1928,840	1928,840

Расчет количества образования отходов при эксплуатации**Металлолом**

Количество металлолома, образующегося в процессе ремонта транспортных средств, определяется по формуле:

$$N_{\text{л}} = n * \alpha * M,$$

где: $N_{\text{л}}$ – количество лома черных металлов, т/год;

n – количество автотранспортных средств грузовые – 1 ед:

α – коэффициент образования лома:

- грузовой транспорт – 0,001.

M – масса металла на единицу транспорта, т:

- грузового – 0,2.

$$N_{\text{л}} = 1 * 0,001 * 0,2 = 0,0002 \text{ т/год}$$

Коммунальные отходы

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

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

Расчёт образования ТБО производится по формуле:

$$M = n * q * \rho \text{ т/год,}$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

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

ρ – плотность ТБО, т/м3.

Таблица 4.40- Образование коммунальных отходов при эксплуатации

№	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	Вахтовый поселок при бурении	30	0,3	365	0,25	2,25
Итого:						2,25

Количество промасленной ветоши

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

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

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

M_o – поступающее количество ветоши, 0,089 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:

$$N = 0,089 + 0,0106 + 0,013 = 0,1126 \text{ т/год}$$

Огарки сварочных электродов

$$N = M_{\text{ост}} * \alpha,$$

где: $M_{\text{ост}}$ – расход электродов, т/год;

α – остаток электрода, 0,0015.

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

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 4.41 - Виды и количества образующихся отходов при эксплуатации месторождения

Вид отхода	Уровень опасности	На 1 год т/год
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1126
Отработанные аккумуляторы	Не опасные отходы	0,000025
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0002
Металлолом	Не опасные отходы	0,0015
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	2,25
Всего:		2,3643
Итого за 2026-2035гг:		26,0073

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.

Рекомендательные мероприятия по снижению воздействий на окружающую среду

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

- соблюдение всех правил проведения работ;
- проведение работ в пределах отведенной во временное пользование территории;
- контроль уровня шума на участках работ;
- своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время работы механизмов и дизелей и не допущение загрязнения почв;
- использование специальных емкостей для сбора отработанных масел;
- после окончания работ участки будут очищены от бытовых и производственных отходов, остатков ГСМ;
- утилизация отходов (отработанных масел и топлива);
- приготовление и обработка бурового раствора в циркуляционной системе;
- хранение материалов и химических реагентов в закрытых помещениях;
- оборотное водоснабжение (повторное использование БСВ);
- рекультивация земель, выданных во временное пользование.

Мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды промышленными отходами

При проведении работ следует проводить следующие природоохранные мероприятия:

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

4.8 Рекультивация земель

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

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

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

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

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

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

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

- подбор участков нарушенных земель, удобных по рельефу, размерам и форме, поверхностный слой, который сложен породами, пригодными для биологической рекультивации;
- планировку участков нарушенных земель, обеспечивающую производительное использование современной техники для сельскохозяйственных работ и исключающую развитие эрозионных процессов;
- нанесение плодородного слоя почвы на малопригодные породы при подготовке земель под пашню;
- проведение интенсивного мелиоративного воздействия с выращиванием однолетних, многолетних трав.

5 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Комплексная (интегральная) оценка воздействия на окружающую среду при разработке месторождения Кожасай 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 разведочных работ по поиску углеводородов на участке Тайсойган-1».

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

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

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

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

5.1 Оценка воздействия на качество атмосферного воздуха

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

Источниками воздействия на атмосферный воздух, является технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательных производств, необходимые для выполнения планируемых работ.

По высоте источники делятся на наземные (2м) и низкие (2-10 м), по температуре на холодные (10-50) и горячие (200-800).

В системе нормирования вредных выбросов в атмосферу рассматриваются вещества, образующиеся в результате производственной деятельности.

Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения, выполнено с учетом действующих методик и паспортов действующего оборудования, расходов сырья и материалов.

Инвентаризация источников выбросов вредных веществ на территории проведения работ выявила следующее.

по 1 варианту разработки:

- при бурении 13 вертикальных добывающих скважин - **3024,734 т/год;**
- при бурении 12 наклонно-направленных скважин - **2977,239 т/год;**

- при бурении 1 горизонтальной скважины ГС-1 - **287,01016 т/год;**
- при бурении 1 горизонтальной скважины ГС-2 - **898,431739 т/год;**
- при бурении 11 резервных скважин - **2421,808 т/год;**
- при бурении 2 оценочных скважин - **440,3287 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **2459,24395 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **2610,41213 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **2665,749351 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **2675,380381 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **2579,0177 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **2293,393284 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **2236,387848 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **2593,79509 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **1890,065073 т/год.**
- при эксплуатации месторождения в 2035г - **1614,40928 т/год.**

по рекомендуемому по 2 варианту разработки:

- при бурении 40 вертикальных добывающих скважин - **9306,872 т/год;**
- при бурении 10 наклонно-направленных скважин - **2481,03271 т/год;**
- при бурении 1 горизонтальной скважины ГС-1 - **287,01016 т/год;**
- при бурении 1 горизонтальной скважины ГС-2 - **898,431739 т/год;**
- при бурении 11 резервных скважин - **2421,808 т/год;**
- при бурении 2 оценочных скважин - **440,3287 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **2459,304034 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **2610,41213 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **2859,128295 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **2754,809346 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **2479,15989 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **2490,266693 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **2433,109805 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **2238,969186 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **2636,188684 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2035г - **2063,357554 т/год;**

Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха:

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

- контроль за точным соблюдением технологии производств работ;
- разработка надежной и дублируемой системы управления технологическим процессом;
- использование системы безопасности и мониторинга;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования;
- использование системы контроля загазованности;
- выполнение производственного экологического контроля, включающего мониторинг на стационарных постах и маршрутных постах на границе СЗЗ.

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

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

Таблица 5.3 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха

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

Природоохранные мероприятия. При проведении работ с минимальными (рассчитанными) воздействиями на атмосферный воздух необходимо строгое выполнение проектных решений. По результатам расчетов рассеивания приземных концентраций жилые вагоны следует расположить на расстоянии не менее 1000м 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 поверхностные и подземные 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.

Конструкция всех скважин обеспечивает изоляцию пластов подземных вод.

Таблица 5.4 - Анализ последствий возможного загрязнения водных ресурсов

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

Бурение нефтяных и газовых скважин неизбежно сопровождается различными физико-химическими процессами взаимодействия бурового раствора со слагающими стенки горными породами. К этим процессам относятся фильтрация, диффузия, теплообмен, капиллярная пропитка и др. Один из наиболее существенных процессов взаимодействия бурового раствора

с окружающими скважину породами – фильтрация, которая определяет возникновение поглощений бурового раствора и нефтегазопроявлений, глинизацию стенок скважины, колюматацию приствольной 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 скважин возможно поглощение бурового раствора в глубокие водоносные горизонты. Это воздействие будет носить локальный кратковременный характер. С целью исключения этого воздействия необходимо строгое выполнение регламентированных проектом решений.

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.

Для расширения перечня контролируемых качественных и количественных показателей компонентов окружающей среды, в частности подземных и поверхностных вод, в соответствии с составом используемых реагентов, ингибиторов коррозии и гидратообразования, а также других веществ, можно включить следующие показатели:

Качественные и количественные показатели:

1. Коррозионные ингибиторы:
Состав ингибиторов и их компонентов
Концентрация ингибиторов в водных образцах
2. Гидратообразователи:
Определение состава и концентрации гидратообразователей
Наличие потенциальных побочных продуктов реакции
3. Общие органические загрязнители:
Химический кислородный спрос (ХПК)
Биохимический кислородный спрос (БПК)
4. Металлы и металлоиды:
Тяжелые металлы (ртуть, свинец, кадмий, хром и др.)

Концентрация и состав металлов в водных образцах

5. Продукты деградации реагентов:

Наличие и концентрация продуктов разложения реагентов

6. Нефтепродукты и углеводороды:

Наличие и концентрация нефти и нефтепродуктов

Летучие органические соединения (ЛОС)

Методы анализа:

- Газовая хроматография (ГХ) для определения метанола и других летучих органических соединений.

- Фотометрические методы для определения сероводорода.

- Ионная хроматография (ИХ) для анализа коррозионных ингибиторов и гидратообразователей.

- Спектроскопия атомного поглощения (САП) и индуктивно-связанная плазма (ICP) для анализа содержания металлов.

- Методы масс-спектрометрии (МС) для детектирования и количественного анализа продуктов деградации реагентов.

Рекомендации:

1. Регулярный мониторинг: Установить график регулярного мониторинга подземных и поверхностных вод с учетом сезонных изменений и потенциальных аварийных ситуаций.

2. Документирование данных: Вести тщательное документирование всех данных мониторинга для анализа динамики загрязнений и разработки мер по их предотвращению.

3. Использование стандартизированных методов: Применять стандартизированные методы анализа, такие как методы, рекомендованные международными организациями (ISO, EPA и др.).

Эти меры помогут обеспечить более полное и точное понимание воздействия используемых реагентов на окружающую среду и способствовать принятию своевременных мер по защите водных ресурсов.

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 строительстве скважин на месторождении Кожасай предусматриваются следующие мероприятия:

К мероприятиям по предупреждению истощения подземных вод относят:

- строгое соблюдение установленных лимитов на воду;
- проведение гидрогеологического контроля за предотвращением истощения эксплуатационных запасов подземных вод;

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;

- контроль за герметизацией всех емкостей в период разведки;

- проведение контроля и диагностика технического состояния автотранспорта, для предотвращения утечек ГСМ;

- 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;
- 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;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- обязательно ежеквартально должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

Мероприятия по охране поверхностных вод от истощения и загрязнения:

- рациональное использование водных ресурсов;
- предотвращение и устранение загрязнения поверхностных вод;
- соблюдение установленного режима использования водоохранных зон;
- предотвращение попадания продуктов производства и сопутствующих ему загрязняющих веществ на территорию производственной площадки промышленного объекта и непосредственно в водные объекты;
- разработка плана мероприятий на случай возможного экстремального загрязнения водного объекта.
- качество и содержание в поверхностных водах различных компонентов должно соответствовать требованиям, указанным в «Правилах охраны поверхностных вод РК»: на поверхности воды не должно быть плавающих примесей, пятен масел, нефтепродуктов; запахи и привкусы не должны присутствовать в воде, кислотность воды должна находиться в пределах 6,5-8,5; в воде не должны содержаться ядовитые вещества в концентрациях, оказывающих вредное действие на людей и животных; количество растворенного в воде кислорода должно быть не менее 4 мг/л; БПК_{полн} при 20⁰С не должна превышать 3 мг/л; минеральный осадок не должен быть более 1000 мг/л, в том числе хлоридов 350 и сульфатов 500 мг/л и т.д.;
- обязательное проведение мониторинговых исследований речной (поверхностной) воды (минимум 1 раз в год).

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

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

5.3 Факторы негативного воздействия на геологическую среду

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

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

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

- строительство скважин;
- движение транспорта;

Возможные негативные воздействия на геологическую среду следующие:

Таблица 5.5 - Анализ воздействия на геологическую среду

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

Воздействие на геологическую среду при строительстве скважин возможно в результате:

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

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

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

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

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

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

Основное воздействие на состояние геологической среды в период строительства будет проявляться в локальном нарушении сплошности недр и кратковременном изменении

геотермального режима грунтов. Учитывая узколокальный характер воздействия и кратковременность данного воздействия, его можно считать допустимым.

Природоохранные мероприятия:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;
- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промысловых сточных вод;
- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти.

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

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

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

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

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

5.4 Оценка воздействия на почвенный покров

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

Антропогенные факторы воздействия выделяются в две большие группы:

- физические;
- химические.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 5.6 - Анализ последствий возможного загрязнения почвенных покровов

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

Природоохранные мероприятия

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

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;

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

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

5.5 Оценка воздействия на растительность

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

Динамические процессы условно можно объединить в 3 группы:

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

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

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

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

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

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

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

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

Помимо санкционированного участка отчуждения по территории будет наезжена сеть несанкционированных дорог. Это приведет к дополнительным площадям с деградированной растительностью. Чем шире будет сеть наезженных дорог, тем больше вероятности расширения очагов опустынивания.

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

Резюмируя вышеизложенное, следует сказать, что проведение работ по 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.

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,	ограниченное воздействие	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости

Возможные разливы ГСМ	2			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;
- озеленение территории (посадка саженцев, полив зеленых насаждений).

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

Предложения по мониторингу животного мира

Изменения состояния среды обитания животного мира, происходящие под воздействием природных и техногенных факторов, в значительной степени будут зависеть от характера техногенных нагрузок на места обитания животных при разработке месторождения. Основными задачами мониторинга за состоянием животного мира являются определение особо чувствительных для представителей фауны участков на месторождении и оценка их состояния на данной территории.

Наблюдения за состоянием животного мира являются компонентом общего блока мониторинга состояния среды, и включают в себя следующие элементы:

- стандартные методики полевых исследований экологии позвоночных животных;
- периодичность проведения регулярных и оперативных наблюдений;
- мониторинговые площадки.

Основной методикой проведения наблюдений и учетов численности позвоночных видов животных служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и млекопитающих.

Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с обнаженной почвенной поверхностью учетная полоса составляет в ширину 6 – 8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Данные учетов пересчитывают на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам с использованием ловушек и капканов малого размера.

Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колониальный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методикам в полосе шириной 10 – 50 м, иногда до 500 м. Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Также проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности.

Вышеназванные исследования и наблюдения рекомендуется проводить на фаунистических мониторинговых площадках не реже 1 раза в год. Места закладки площадок могут совпадать с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Результаты наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

При проведении исследований выделяются наиболее чувствительные для животных участки месторождения, в отношении которых должны применяться особые меры по снижению антропогенной нагрузки.

При проведении наблюдений на мониторинговых площадках особое внимание уделяется редким, исчезающим и особо охраняемым видам животных, внесенным в Красную Книгу Казахстана.

В случае обнаружения редких видов на территории намечаемой деятельности приостановить работы на соответствующем участке и сообщить об этом уполномоченному органу и предусмотреть мониторинг обнаруженных охраняемых и редких видов фауны.

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», №ҚР 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 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 Актюбинской 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

Градации 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 работ могут быть:

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
- физические факторы (электромагнитное излучение, шум, вибрация);
- образование, транспортировка, утилизация отходов производства и потребления.

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

Ближайшие населенные пункты располагаются вне зоны влияния выбросов, образующихся при эксплуатации проектируемых объектов. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, как показывают расчеты, не будут достигать ПДКм.р на территории жилой зоны и не будут воздействовать на здоровье населения.

Физические факторы

Потенциальным источником электромагнитного излучения может служить: силовые установки, трансформаторные подстанции, распределительные устройства и т.д. Источники электромагнитного излучения должны соответствовать требованиям санитарных норм, поэтому не будут оказывать вредного воздействия на здоровье персонала. Воздушные линии электропередач, проведенные к наземным объектам, будут проходить по пустынной местности, где нет населенных пунктов, поэтому они не окажут никакого воздействия на здоровье населения.

Основными источниками вибрации при реализации планируемых работ являются дизельные установки, насосы и другое оборудование, автотранспорт. Предусматривается использование оборудования, обеспечивающего уровень вибрации в пределах нормативных требований. В связи с удаленным расположением проектируемых объектов от поселков, население не будет подвергаться прямому и косвенному воздействию вибрации при эксплуатации объектов.

Отходы производства и потребления

Все отходы будут собираться и транспортироваться для передачи специализированным организациям для дальнейшего обращения.

Выполнение природоохранных требований, касающихся сбора, транспортировки, утилизации отходов при реализации проектных решений позволит свести к минимуму негативное воздействие этих факторов на здоровье населения.

С учетом всех перечисленных выше факторов, связанных с выбросами загрязняющих веществ в атмосферу, физическими факторами, отходами производства, воздействие на здоровье оценивается следующими показателями: *пространственный масштаб – точечный (-1), временной – средней продолжительности (-2 баллов), интенсивность воздействия – слабая (-1). Интегральная оценка (-3 баллов) – низкое отрицательное.*

Интегральное воздействие на здоровье население и персонала оценивается как *положительное низкого уровня (2 балла).*

Трудовая занятость

В решении проблем с безработицей большое значение имеет создание новых рабочих мест непосредственно на рассматриваемых объектах, а также сохранение существующих рабочих мест, за счет обеспечения заказами местных предприятий, участвующих в реализации проекта.

Ожидается, что в сфере трудовой занятости уровень положительного воздействия при реализации проекта будет: *региональный (4 балла), продолжительный (4 балла), умеренный (3 балла). Интегральная оценка (11 баллов).*

На трудовую занятость реализация проектных решений отрицательного воздействия не окажет. В целом интегральная оценка воздействия на трудовую занятость составит – *(11 баллов)* и оценивается как *положительное высокого уровня.*

Доходы и уровень жизни населения

Реализация намечаемой деятельности окажет положительное воздействие на доходы и уровень жизни населения на территории планируемых работ, вследствие повышения занятости отдельной части граждан.

Повышение уровня жизни отдельных граждан из числа местного населения за счет увеличения доходов скажется на улучшении их жизни, что будет способствовать сокращению оттока местного населения из региона.

На доходы и уровень жизни населения воздействие от планируемых работ будет следующим: *пространственный масштаб – региональный (4 балла), временной – продолжительный (4 балла), интенсивность воздействия – умеренный (3 балла). Интегральная оценка (11 баллов).*

На доходы и уровень жизни населения *отрицательного воздействия не ожидается*. В целом интегральная оценка воздействия на доходы и уровень жизни населения оценивается как *положительное высокого уровня (11 баллов)*.

Особо охраняемые природные территории

На рассматриваемой территории отсутствует особо охраняемые природные территории. Воздействие – исключено.

Памятники истории и культуры

На участках проведения планируемых работ отсутствуют зарегистрированные исторические памятники. Воздействие на памятники истории и культуры - *исключено*.

Образование и научно-техническая сфера

При реализации проекта возрастет потребность в привлечении высококвалифицированного персонала. Наличие спроса в квалифицированном персонале стимулирует развитие образования, науки и технологий в нефтегазовой сфере, применение научно-прикладных разработок и научных исследований в региональных и областных научных центрах.

Определенное положительное воздействие реализации проекта будет оказано на развитие научно-технического потенциала Республики Казахстан. В настоящее время ряд проектных организаций Казахстана участвует в разработке технической и экологической документации.

При реализации проекта, на образование и научно-техническую сферу воздействие будет следующим: в пространственном масштабе – *местным (3 балла)*, во временном масштабе – *продолжительным (4 балла)*, в масштабе интенсивности – *слабым (2)*. Интегральная оценка – *среднее положительное воздействие (9 баллов)*.

5.10 Состояние здоровья населения

Экономический рост и развитие территории

Взросшая деловая активность в сопутствующих производствах и в секторе обслуживания приведет к увеличению доходов и налогов, выплачиваемых в госбюджет, а также к развитию новых секторов экономики и, соответственно, к дополнительным налоговым поступлениям. Дополнительные доходы будут использоваться для развития социальной и транспортной инфраструктуры области, что приведет к длительному, устойчивому экономическому развитию региона.

При условии реализации проектных решений возможное воздействие на экономический рост и развитие будет положительным высокого уровня (12 баллов), при региональном (4 балла) пространственном масштабе воздействия, продолжительном (4 балла) временном масштабе и значительной (4 балла) интенсивности воздействия.

Землепользование и сельское хозяйство

Изъятие и отвод земель осуществляется на основе положений Земельного кодекса Республики Казахстан и в соответствии с существующими нормативно-правовыми документами. В соответствии со ст.32 Земельного кодекса РК право на землепользование для осуществления своей деятельности предоставляется в виде права временного землепользования. За земельные участки, предоставленные государством в аренду, взимается плата за пользование земельными участками. Порядок исчисления и уплаты в доход бюджета платы за пользование земельными участками определяется в соответствии с налоговым законодательством Республики Казахстан.

Временно изымаемые земли, после проведения рекультивации, в установленном порядке будут возвращены местным органам власти. Вся инфраструктура будет размещена в границах отвода земель. Воздействие не повлияет на изменения в повседневной жизни

населения. Никакого воздействия на сельское хозяйство при эксплуатации наземных объектов не ожидается.

Инвестиционная деятельность

Приток инвестиций и налоговых поступлений будет способствовать развитию как социальной, так и экономической сфер в регионе.

В целом, намечаемая деятельность положительно повлияет на степень развития региона, его привлекательность для инвестиций. Это будет способствовать увеличению поступлений денежных средств в областные бюджеты, развитию системы пенсионного, социального обеспечения, образования, здравоохранения.

Разработка месторождения Кожасай на инвестиционную деятельность окажет *положительное воздействие высокого уровня (11 баллов)*, так как пространственный масштаб воздействия будет *региональный (4 балла)*, временной *продолжительный (4 балла)*, а интенсивность – *умеренная (3 балла)*.

Результаты оценки возможных воздействий на социально-экономическую сферу приведены в матрице и интегральной оценке воздействия (таблица 5.14).

Таблица 5.14 - Матрица результатов оценки воздействий на социально-экономическую сферу

Отрицательное или положительное воздействие	Компонент среды	Категории воздействия, балл			Интегр. оценка, балл
		Пространств. масштаб	Временной масштаб	Интенсивн. воздействия	
<i>Положительное</i>	Здоровье	Локальный (2)	Средней продолжительности (2)	Незначительная (1)	5
	Трудовая занятость	Региональный (4)	Продолжительный (4)	Умеренная (3)	11
	Доходы и уровень жизни населения	Региональный (4)	Продолжительный (4)	Умеренная (3)	11
	Образование и научно-техническая сфера	Местный (3)	Продолжительный (4)	Слабая (2)	9
	Экономический рост и развитие территории	Региональный (4)	Продолжительный (4)	Значительная (4)	12
	Землепользование	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Инвестиционная деятельность	Региональный (4)	Продолжительный (4)	Умеренная (3)	11
<i>Отрицательное</i>	Здоровье	Точечный (-1)	Средней продолжительности (-2)	Слабая (-2)	-5
	Трудовая занятость	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Доходы и уровень жизни населения	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Образование и научно-техническая сфера	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Экономический рост и развитие территории	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Землепользование	Локальный (-2)	Продолжительный (-4)	Слабая (-2)	-8
	Инвестиционная деятельность	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0

Вывод: Эксплуатация месторождения оказывает прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения), а также увеличивает первичную и вторичную занятость местного населения.

5.11 Состояние здоровья 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.

Характер воздействия. Воздействие носит локальный характер. По длительности воздействия – *временное* при бурении, при пробной эксплуатации – *продолжительное*.

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как *минимальный*.

Природоохранные мероприятия. Предусмотреть при следующих этапах разработки организацию системы управления безопасностью, охраной здоровья и окружающей среды.

Вывод: В целом воздействие при пробной эксплуатации месторождения Алибекмола на состояние здоровья населения может быть оценено, как *минимальное, и продолжительное*.

5.12 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.

5.13 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 внутрискластового 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 разработки месторождения Кожасай. 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 - Блок-схема проведения мониторинга лабораторией

7.1 Мониторинг состояния промышленных площадок при бурении скважин

Состояние промышленных площадок при бурении скважин несет в себе информацию о состоянии загрязненности территории.

Мониторинг состояния промышленных площадок заключается в периодическом контроле территории.

Контроль должен проводиться природопользователем, либо аккредитованными

или аттестованными лабораториями, имеющими разрешение на проведение таких исследований. Кратность и номенклатура исследований согласовывается с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

7.2 Мониторинг состояния технологического оборудования

Контрактная территория представляет собой комплекс производств, насыщенных тяжелым и сложным оборудованием, машинами и механизмами, сосудами (аппаратами) и трубопроводами с горючими и взрывоопасными жидкостями и газами, в том числе с токсичными и химически агрессивными, с высоким давлением и температурой.

Неисправность оборудования приводит к возникновению аварийных ситуаций на объекте, в связи с этим необходим периодический контроль за его состоянием.

Мониторинг состояния технологического оборудования должен включать:

- визуальный постоянный осмотр оборудования (перед сменой);
- тестирование приборов.

7.3 Мониторинг состояния и размещения отходов

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

- атмосферный воздух;
- подземные воды;
- почвенный растительный покров;
- животный мир.

Мониторинг состояния и размещения отходов должен включать:

- периодический контроль состояния площадок, где будут расположены емкости для хранения отходов;
- контроль за выполнением проектных решений по процедурам обработки и утилизации (хранения) отходов.

7.4 Мониторинг состояния биосферы

При строительстве скважин, приоритетным направлением является наблюдение за поведением технологического процесса в окружающей среде и его влияние на природную среду.

Согласно проектным данным и полевым исследованиям процесс ведения работ по бурению скважин приведет к изменениям следующих экосистем:

- атмосферный воздух;
- подземные воды;
- растительно-почвенный покров;
- радиэкологическая обстановка.

Контроль за соблюдением установленных 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 (‰)	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 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ ИЗУЧЕНИЮ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

(Послепроектный анализ)

Согласно Экологическому кодексу РК одной из стадий оценки воздействия на окружающую среду является послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности, если необходимость его проведения определена в соответствии с настоящим Кодексом.

Послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности проводится составителем отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Послепроектный анализ должен быть начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Проведение послепроектного анализа обеспечивается оператором соответствующего объекта за свой счет.

Составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет-ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля.

Составитель несет административную и уголовную ответственность, предусмотренную законами Республики Казахстан, за сокрытие сведений, полученных при проведении послепроектного анализа, и представление недостоверных сведений в заключении по результатам послепроектного анализа.

9 НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Основанием для составления отчета о возможных воздействиях является Договор, заключенный между ТОО «Казахойл Актобе» и Атырауским Филиалом «КМГ Инжиниринг» - Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№03042Р от 7 апреля 2026г).

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

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

Месторождение Кожасай в административном отношении находится в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан.

Месторождение Кожасай расположено в 245 км от города Актюбинска. Ближайший населенный пункт - пос. Кожасай находится в 1,5 км и пос. Жагабулак.

В орографическом отношении описываемый район работ расположен в пределах Предуральского плато и представляет собой слабо всхолмленную равнину с редкой сетью балок и оврагов. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +140 м до +260 м и повышаются с запада на восток, от правобережья р. Эмба в сторону Мугаджарских гор.

Железнодорожный узел Эмба находится около 120 км к северо-востоку от площади Кожасай. Сообщение с городом Актобе, а также с нефтепромыслами Кенкияк и Жанажол осуществляется по шоссейной дороге. В непосредственной близости, в 5 км к северо-востоку, находится разрабатываемое месторождение Жанажол, где построен базовый поселок нефтедобытчиков и действует небольшой завод по получению серы из растворенного в нефти газа.

Транспортировка добываемой нефти от месторождения Кожасай до промысла Кенкияк осуществляется по нефтепроводу и далее по магистральному нефтепроводу, который проходит на расстоянии 100 км - до города Орск (Россия).

Климат района резко континентальный с жарким сухим летом, продолжительной холодной зимой, с большими суточными и сезонными колебаниями температуры воздуха. Самое холодное время года – январь и февраль, когда температура опускается до минус 30 минус 40⁰С. Зимой наблюдается продолжительный период морозной погоды, который начинается примерно в середине декабря. Период морозной погоды продолжается до середины марта.

Лето сухое, жаркое, безоблачное и продолжительное, температура поднимается до плюс 30 плюс 40⁰С. Солнечное сияние летом продолжается от 10 до 12 часов в сутки, зимой соответственно 5-6 часов. За год составляет 2600-2700 часов. Устойчивый переход температуры через плюс 15⁰С (условное начало лета) наступает во второй половине первой декады мая, а осенью этот переход совершается в середине сентября. Средняя температура летних месяцев составляет плюс 22 плюс 24⁰С.

До 2000г месторождение находилось в консервации, а с 2000г недропользователем является ТОО «Казахойл Актобе», лицензию на право пользования недрами в РК серии ГКИ №1009 (нефть) от 19.10.1998г.

Месторождение Кожасай открыто в 1983г параметрической скважиной П-2, где при опробовании в колонне карбонатной пачки КТ-II получен фонтанный приток нефти дебитом 39 м³/сут., при 8 мм штуцере.

В 2021г был выполнен «Проект разработки месторождения Кожасай» – 2021г, с утвержденными технологическими показателями по II варианту разработки на 2021-2024гг (Протокол ЦКРР РК №18/8 от 14 октября 2021г).

Ранее при выполнении проекта разработки месторождения Кожасай было получено заключение государственной экологической экспертизы на проект «Предварительная оценка на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Кожасай»» KZ24VCSY00948118 от 03.08.2021г.

В 2022г с целью выполнения рекомендации ЦКРР РК, Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Пересчет извлекаемых запасов газа растворенного в нефти месторождения Кожасай», (Протокол ГКЗ РК № 2454-22-У от 14.12.2022г), в рамках которого утверждены запасы растворенного в следующих количествах и по категориям:

Растворенный газ:

$V+C_1$ – 255 726 млн.м³ геологические, в том числе извлекаемые – 20 393,1 млн.м³;

C_2 – 2 624 млн.м³ геологические, в том числе извлекаемые – 2 092,6 млн.м³.

Действующим документом является «Анализ разработки месторождения Кожасай» – 2024г, с утвержденными технологическими показателями по III варианту разработки на 2025-2027гг (Протокол ЦКРР РК №53/2 от 25.07.2024).

Согласно «Аналізу разработки месторождения Кожасай» 2024г, утвержденный на 2025-2027гг. За 2025г добыча нефти– 311,8 тыс.т; годовая добыча газа – 596,3 млн.м³, в 2026 году добыча нефти– 295,1 тыс.т; годовая добыча газа – 581,6 млн.м³, в 2027 году добыча нефти– 282,5 тыс.т; годовая добыча газа – 573,6 млн.м³

Намечаемая деятельность - Дополнение к проекту разработки составлено на основе отчета по пересчету запасов нефти в 2020г и растворенного газа в 2022г, с уточнением геологического строения и характеристики продуктивных горизонтов.

Целью составления ДПРМ является продление срока действия контракта на недропользование и утверждение основных технико-экономических показателей на проектный период.

В дополнении проекта разработки проанализированы результаты геолого-геофизических и промысловых исследований всех эксплуатационных скважин, выполнен анализ текущего состояния разработки месторождения по состоянию на 01.01.2026г, проведено сравнение фактических технологических показателей разработки с проектными и, на этой основе, рассмотрены расчетные варианты разработки месторождения, проведено обоснование основных расчётных вариантов разработки с выполнением запланированных мероприятий, в соответствии с программой буровых работ.

Численность населения Актюбинской области на 1 февраля 2026г. составила 956,5 тыс. человек, в том числе 730,1 тыс. человек (76,4%) – городских, 226,3 тыс. человек (23,6%) – сельских жителей.

В рамках «Проекта разработки...» для регулирования дальнейшей разработки месторождения рассмотрены 2 варианта разработки, рассматривающие бурение новых скважин с проведением программой геолого-технических мероприятий на фонде пробуренных скважин и оптимизации существующей системы ППД.

Вариант 1 (базовый) предусмотрено проведение всех запланированных мероприятий в рамках АР-2025, включая бурение 27 добывающих скважин: 13 вертикальных, 12 наклонно-направленных и 2 горизонтальных скважин. Также запланированы работы по переводу 6 скважин под нагнетание и ряд ГТМ по 25 добывающим и 11 нагнетательным скважинам. Без ликвидации переходящих скважин на территории Кокжиде. При этом бурение проектных скважин на Кокжиде не предусматривается

Вариант 2 (рекомендуемый). В данном варианте предусматривается проведение мероприятий с учетом бурения на территории Кокжиде: бурение 52 добывающих скважин из них 40 вертикальных, 10 наклонно-направленных и 2 горизонтальные скважины. Также запланированы работы по переводу 22 скважин под нагнетание и ряд ГТМ по 25 добывающим и 11 нагнетательным скважинам.

Программа бурения на территории массива Кокжиде актуализирована с учетом выводов итогового отчета института КазНИТУ. В рамках научно-исследовательской работы «Геоэкологические и гидрогеологические исследования...» было подтверждено отсутствие

загрязнения подземных вод нефтепродуктами. Экспертное заключение свидетельствует о том, что многолетняя нефтедобыча не оказала негативного воздействия на качество питьевых вод. Данные выводы обосновывают экологическую безопасность недропользования и позволяют продолжить реализацию планов по бурению на данном участке

Согласно протоколу от 15.01.2026г совещания по вопросам экологической безопасности месторождения подземных вод Кокжиде принято решение, что проведение работ по бурению новых скважин на территории Кокжиде допускается при разработке и соблюдении «Перечень технологических требований по недропользованию на территории песчаного массива Кокжиде»

Инвентаризация источников выбросов вредных веществ на территории проведения работ выявила следующее.

по 1 варианту разработки:

- при бурении 13 вертикальных добывающих скважин - **3024,734 m/zod;**
- при бурении 12 наклонно-направленных скважин - **2977,239 m/zod;**
- при бурении 1 горизонтальной скважины ГС-1 - **287,01016 m/zod;**
- при бурении 1 горизонтальной скважины ГС-2 - **898,431739 m/zod;**
- при бурении 11 резервных скважин - **2421,808 m/zod;**
- при бурении 2 оценочных скважин - **440,3287 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **2459,24395 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **2610,41213 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **2665,749351 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **2675,380381 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **2579,0177 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **2293,393284 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **2236,387848 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **2593,79509 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **1890,065073 т/год.**
- при эксплуатации месторождения в 2035г - **1614,40928 т/год.**

по рекомендуемому по 2 варианту разработки:

- при бурении 40 вертикальных добывающих скважин - **9306,872 m/zod;**
- при бурении 10 наклонно-направленных скважин - **2481,03271 m/zod;**
- при бурении 1 горизонтальной скважины ГС-1 - **287,01016 m/zod;**
- при бурении 1 горизонтальной скважины ГС-2 - **898,431739 m/zod;**
- при бурении 11 резервных скважин - **2421,808 m/zod;**
- при бурении 2 оценочных скважин - **440,3287 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **2459,304034 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **2610,41213 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **2859,128295 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **2754,809346 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **2479,15989 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **2490,266693 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **2433,109805 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **2238,969186 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **2636,188684 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2035г - **2063,357554 m/zod;**

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 промысловых 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 Кожасай предусматриваются следующие мероприятия:

К мероприятиям по предупреждению истощения подземных вод относят:

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

К мероприятиям по предотвращению загрязнения подземных вод относят:

- осуществление мер по предотвращению и ликвидации утечек сточных вод и загрязняющих веществ с поверхности земли в горизонты подземных вод;
- организация регулярных режимных наблюдений за уровнями и качеством подземных вод;
- устройство защитной гидроизоляции сооружений, являющихся потенциальными источниками загрязнения подземных вод;
- организацию зон санитарной охраны на территории, являющейся источником питания подземных вод;
- организацию регулярных режимных наблюдений за условиями залегания, уровнем и качеством подземных вод на участках существующего и потенциального загрязнения, связанного со строительством проектируемого объекта;
- необходимым условием применения химических реагентов при разработке месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование

неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;

- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- обязательно ежеквартально должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

Мероприятия по охране поверхностных вод от истощения и загрязнения:

- рациональное использование водных ресурсов;
- предотвращение и устранение загрязнения поверхностных вод;
- соблюдение установленного режима использования водоохраных зон;
- предотвращение попадания продуктов производства и сопутствующих ему загрязняющих веществ на территорию производственной площадки промышленного объекта и непосредственно в водные объекты;
- разработка плана мероприятий на случай возможного экстремального загрязнения водного объекта.
- качество и содержание в поверхностных водах различных компонентов должно соответствовать требованиям, указанным в «Правилах охраны поверхностных вод РК»: на поверхности воды не должно быть плавающих примесей, пятен масел, нефтепродуктов; запахи и привкусы не должны присутствовать в воде, кислотность воды должна находиться в пределах 6,5-8,5; в воде не должны содержаться ядовитые вещества в концентрациях, оказывающих вредное действие на людей и животных; количество растворенного в воде кислорода должно быть не менее 4 мг/л; БПК_{полн} при 20⁰С не должна превышать 3 мг/л; минеральный осадок не должен быть более 1000 мг/л, в том числе хлоридов 350 и сульфатов 500 мг/л и т.д.;
- обязательное проведение мониторинговых исследований речной (поверхностной) воды (минимум 1 раз в год).

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

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

- строительство скважин;
- движение транспорта.

Природоохранные мероприятия:

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

- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти;

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

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

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

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

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

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

- 9 Полное (реже частичное) уничтожение растительности будет при:
 - 9.1 трассировке временных грунтовых дорог в условиях отсутствия специально оборудованных;
 - 9.2 транспортировке бурового оборудования и технологического оборудования;
 - 9.3 транспортировке реагентов буровых растворов, ГСМ, шламов и других материалов;
 - 9.4 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 Кожасай 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 «Казахойл Актөбе» 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.
- Экология Казахстана М.С. Панин, г. Семипалатинск 2005г.
- Экологический Кодекс РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
- 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
- Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №26 от 20.02.2023г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемостникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» СПОРО-97, СП 5.01.011-97 «Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами»;
- №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.