

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №02354Р

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Генерального директора
по геологии и разработке
АО «Эмбаунайгаз»



ТАСЕМЕНОВ Е.Т.

2025г

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

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

Первый заместитель директора филиала
по геологии и разработке

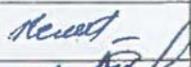
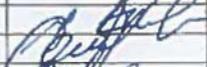
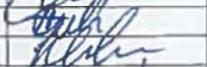
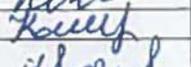
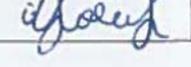


МАРДАНОВ А.С.

ДЖАКСЫЛЫКОВ Т.С.

Атырау, 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

№	Должность	ФИО	Подпись	Раздел
1	Начальник управления	Исмаганбетова Г.Х.		Общее руководство
2	Ведущий инженер	Абир М.К.		Раздел 1,2
3	Ведущий инженер	Суйнешова К.А.		Раздел 3
4	Ведущий инженер	Султанова А.Р		Раздел 6
5	Старший инженер	Кобжасарова М.Ж.		Раздел 5
6	Инженер	Касымгалиева С.Х.		Раздел 7
7	Отв. исполнитель проекта Старший инженер	Асланкызы Г.		Раздел 4,8,9

СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ	8
ВВЕДЕНИЕ	10
1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	15
1.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	15
1.2 ЦЕЛЕВОЕ НАЗНАЧЕНИЕ РАБОТЫ	17
1.3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	20
1.4 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН	27
1.5 ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН 28	
1.6 ТРЕБОВАНИЯ К РАЗРАБОТКЕ ПРОГРАММЫ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ (УТИЛИЗАЦИИ) ГАЗА	36
2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	41
2.1 ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	41
2.2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	42
2.3 ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ	43
2.4 ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ	45
2.5 РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ	46
2.6 ЖИВОТНЫЙ МИР	47
3 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА	48
4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	52
4.1 ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРЕ	52
4.2 СТАЦИОНАРНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ	54
4.3 ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РАСЧЕТЫ ПО ВАРИАНТАМ	57
4.4 АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	81
4.5 РАСЧЕТ РАССЕИВАНИЯ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРЕ	82
4.6 ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕРА САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ	83
4.7 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ФИЗИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	84
4.8 ВОДОСНАБЖЕНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ	85
4.9 ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ	87
4.10 ВОЗДЕЙСТВИЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	94
4.11 РЕКУЛЬТИВАЦИЯ ЗЕМЕЛЬ	95
5 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	97
5.1 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КАЧЕСТВО АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	98
5.2 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ	99
5.3 ФАКТОРЫ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ	102
5.4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ	104
5.5 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ	105
5.7 РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА	109
5.8 ФИЗИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ	109
5.9 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ	111
5.10 СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ НАСЕЛЕНИЯ	112
5.11 ОХРАНА ПАМЯТНИКОВ ИСТОРИИ И КУЛЬТУРЫ	112
5.12 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ	113
5.13 ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПЕРАЦИЙ ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ	114
6 АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ	116
6.1 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ	116
7 ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА	118
7.1 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЛОЩАДОК ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН	118
7.2 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	119
7.3 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ОТХОДОВ	119
7.4 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ БИОСФЕРЫ	119
7.5 ОБОРУДОВАНИЕ И МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА	119
7.6 КОНТРОЛЬ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	120
8 НЕТЕХНИЧНОЕ РЕЗЮМЕ	121
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	127

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.2 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 1	24
Таблица 1.3 – Характеристика основных технологических показателей разработки по месторождению в целом. Вариант 1	24
Таблица 1.4 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)	25
Таблица 1.5– Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)	25
Таблица 1.10- Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Жанаталап	29
Таблица 1.11- Баланс добычи и распределения нефтяного газа по 1 варианту	39
Таблица 1.12 - Баланс добычи и распределения нефтяного газа (2-вариант) (рекомендуемый)	39
Таблица 2.1- Общая климатическая характеристика	41
Таблица 2.2 - Среднемесячная и годовая температура воздуха в (°С)	41
Таблица 2.3 — Среднемесячная и годовая скорость ветра м/сек	41
Таблица 2.4 - Количество осадков мм, по месяцам, за год и сезонам	42
Таблица 2.5 –Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %	42
Таблица 2.6-Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за 2024-2025гг.	43
Таблица 2.7 - Сведения по мониторингу воздействия на водные ресурсы за 2024 г.	44
Таблица 2.8 - Результаты контроля почвы	46
Таблица 3.1 - Общие коэффициенты естественного движения населения за январь-декабрь 2024 года	48
Таблица 3.2 Количество действующих субъектов малого и среднего предпринимательства по районам	49
Таблица 3.3 Основные индикаторы рынка труда Атырауской области в IV квартале 2024 года	50
Таблица 4.1 – Программа проведения ГТМ согласно 1 варианту	53
Таблица 4.2– Программа проведения ГТМ согласно рекомендуемому 2 варианту	53
Таблица 4.3 – Расчет продолжительности бурения для резервной скважины №700	54
Таблица 4.4 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при СМР, бурении и освоении вертикальной скважины	58
Таблица 4.5 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2025г	58
Таблица 4.6 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2026г	60
Таблица 4.7 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2027г	61
Таблица 4.8 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2028г	62
Таблица 4.9 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2029г	63
Таблица 4.10 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2030г	64
Таблица 4.11 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2031г	65
Таблица 4.12 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2032г	66

Таблица 4.13 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2033г	67
Таблица 4.14 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2034г	67
Таблица 4.15– Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2025-2034гг	68
Таблица 4.16 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при СМР, бурении и освоении резервной скважины.....	70
Таблица 4.17 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2025г	70
Таблица 4.18 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2026г	71
Таблица 4.19 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2027г	72
Таблица 4.20 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2028г	73
Таблица 4.21 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2029г	74
Таблица 4.22 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2030г	75
Таблица 4.23 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2031г	75
Таблица 4.24 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2032г	76
Таблица 4.25 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2033г	77
Таблица 4.26 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2034г	78
Таблица 4.27– Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2025-2034гг	79
Таблица 4.28 - Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере	83
Таблица 4.29 – Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважины согласно I варианта	85
Таблица 4.29 – Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважины согласно II варианта	85
Таблица 4.30 – Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации (2025-2034гг) месторождения Жанаталап	86
Таблица 4.31- Объем выбуренной породы при строительстве вертикальной/резервной скважины.....	89
Таблица 4.32 - Образование коммунальных отходов при строительстве вертикальных скважин.....	90
Таблица 4.33 - Образование коммунальных отходов при строительстве резервных скважин.....	90
Таблица 4.34 - Образование пищевых отходов при строительстве вертикальных скважин.....	91
Таблица 4.35- Образование пищевых отходов при строительстве резервных скважин	91
Таблица 4.36 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве вертикальных скважин.....	91
Таблица 4.37 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве резервных скважин.....	92
Таблица 4.38 - Образование коммунальных отходов при эксплуатации.....	93
Таблица 4.39- Образование пищевых отходов при эксплуатации.....	93

Таблица 4.40 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве вертикальных скважин по 1 варианту	93
Таблица 4.41 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве резервных скважин по 2 варианту	93
Таблица 4.42 - Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения за 2025-2034гг.....	94
Таблица 5.1 - Основные виды воздействия на окружающую среду при строительстве скважины и при эксплуатации месторождения.....	97
Таблица 5.2 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха	99
Таблица 5.3 - Анализ последствий возможного загрязнения водных ресурсов.....	99
Таблица 5.4 - Анализ воздействия на геологическую среду	102
Таблица 5.5 - Анализ последствий возможного загрязнения почвенных покров.....	104
Таблица 5.6 - Анализ последствий возможного загрязнения на растительность	107
Таблица 5.7 - Анализ воздействия на фауну.....	108
Таблица 5.8- Основные воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проекта.....	111
Таблица 5.9 - Интегральная оценка воздействия реализации проекта на социально-экономические аспекты	111
Таблица 7.1 – Список измеряемых параметров.....	120

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, сведение 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 пробной эксплуатации;

- характеристика источников физического воздействия;

- водоснабжение и водоотведение;

- сведения об отходах производства и потребления, характеристика и объемы образования, обоснование предельного количества накопления отходов по их видам (расчеты предварительного объема образования отходов).

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

Глава 6. «Аварийные ситуации и их предупреждение».

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

Глава 8. «Нетехническое резюме».

Список использованной литературы.

ВВЕДЕНИЕ

«Отчет о возможных воздействиях» к проекту «Дополнение проект разработки месторождения Жанаталап» 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 АО «Эмбаунайгаз» и Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» - Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№02177Р от 18 марта 2020г).

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:

060002, г. Атырау, ул. Валиханова, д. 1
АО «Эмбаунайгаз»
тел: +7 (7122) 35 29 24
факс: +7 (7122) 35 46 23

Исполнитель:

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

1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

1.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Жанаталап расположено в юго-восточной части междуречья Урал-Волга.

По административному делению месторождение Жанаталап входит в состав Исатайского района Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшим населенным пунктом является пос. Аккистау (10 км.). Областной центр г. Атырау расположен в 110 км на северо-восток от месторождения (рисунок 1.1).

В непосредственной близости от месторождения проходит железная дорога Актюбинск-Астрахань, которая связывает пос. Аккистау с областным центром и другими городами страны, а также с Россией. Через площадь Жанаталап проходит автотрасса Атырау-Астрахань с асфальтовым покрытием.

Нефть месторождения транспортируется по нефтепроводу Мартыши-Атырау на нефтеперерабатывающий завод, расположенный в г. Атырау.

Водоснабжение для бытовых нужд осуществляется по водоводу из р. Урал. Снабжение электроэнергией осуществляется Атырауской ТЭЦ. Материально-техническое обеспечение производится базой снабжения, расположенной на ст. Аккистау.

Рельеф площади месторождения характеризуется как равнина с небольшим уклоном к югу в сторону Каспийского моря. Плодородный почвенный покров незначительный, зачастую отсутствует. Абсолютные отметки рельефа колеблются от минус 23 м до минус 27 м.

Климат района резко континентальный с жарким летом и малоснежной зимой. Максимальная температура летнего времени нередко достигает $+40^{\circ}\text{C}$, а в отдельные периоды зимних месяцев она опускается до -35°C . Годичное колебание температуры достигает $60-70^{\circ}\text{C}$. Преобладающее направление ветров в течение года северо-восточное. В летнее время часты также сильные юго-восточные ветры, нередко переходящие в сильные песчаные и пыльные бури. Атмосферные осадки выпадают редко, главным образом весной и осенью. Среднегодовое их количество колеблется от 80 до 160 мм. Снежный покров незначительный, редко превышает 10-15 см.

Растительность и животный мир бедны и представлены, в основном, видами и типами полупустынь.

Гидрографическая сеть развита слабо. В северо-восточной части площади протекает река Баксай, являющаяся рукавом реки Урал.



Рисунок 1.1 – Обзорная карта

1.2 Целевое назначение работы

Недропользователем месторождения Жанаталап является АО «Эмбаунайгаз», имеющее лицензию серии МГ №285 от 01.12.1995г на право пользования недрами для добычи углеводородного сырья на месторождении Жанаталап и единый Контракт с компетентным органом правительства РК на проведение разведки и добычи углеводородов №211от 13.08.1998г. В соответствии с Дополнением №5 к Контракту №211 от 13.08.1998 года срок действия Контракта продлен до 13.08.2037 года включительно.

Месторождение открыто в 1964г на этапе структурно-поискового бурения, когда из скважины К-64 при испытании аптских отложений получен фонтанный приток нефти.

В 1964г началось глубокое поисково-разведочное бурение с целью выявления, оконтуривания и разведки продуктивных горизонтов в надсолевом разрезе структуры.

Впервые подсчет запасов нефти и газа по месторождению Жанаталап был произведен по состоянию на 01.12.1971г объединением «Гурьевнефтегазгеология» [7], который был утвержден ГКЗ СССР (протокол №6696 от 12.10.1972г). По Основному и Северному Жанаталапу утвержденные запасы нефти составили (геологические/извлекаемые):

категория С₁ – 4849/1938 тыс. т;

категория С₂ – 2116/633 тыс. т.

В 2018 году РГУ «Комитета геологии и недропользования» от 14.03.2018г Рег. №319 Д-УВС на основании решения Компетентного органа Министерства энергетики РК на основании решения Экспертной комиссии по вопросам недропользования Министерства энергетики Республики Казахстан (письмо №08-03/10090 от 27.06.2016г) выдан новый Горный отвод месторождения Жанаталап, расположенный в Атырауской области в пределах блоков XXVI-9-E (частично), F (частично), XXVI-10-D (частично).

Глубина горного отвода участков Основной Жанаталап и Северное крыло – до подошвы пермотриасовых отложений, площадь – 7,19 кв.км.

Глубина горного отвода участков Восточный Жанаталап и Карашиганак - до подошвы пермотриасовых отложений, площадь – 9,88 кв.км.

Промышленная разработка началась в 1974г. Планомерные сейсмические исследования в пределах центральной и южной части структуры проводились в 1976г. силами партии 76/40 Гурьевской Геофизической Экспедиции. Северная периферийная часть структуры (участки Жанаталап Восточный и Карашиганак) детально изучались силами сейсмопартии 5/92-93 треста «Эмбанефтегеофизика» в 1992-1993гг.

Северный участок структуры, с которым связана основная добыча месторождения, сейсморазведкой практически не изучен.

Месторождение Жанаталап имеет сложное геологическое строение и состоит из участков: Основной Жанаталап, Северное крыло, Восточный Жанаталап и Карашиганак.

В 1974г месторождение введено в разработку согласно «Технологической схеме разработки месторождения...» [8], составленной институтом КазНИПИнефть и утвержденной в 1973г НТС ПО «Эмбанефть».

В 1977г ЦНИЛ ПО «Эмбанефть» был составлен «Проект пробной эксплуатации участка Восточный Жанаталап» [9], согласно которому выделены и рекомендованы к разработке 2 юрских нефтяных (VIII-IX) горизонта, объединенные в один объект разработки. В том же году участок Восточный Жанаталап введен в эксплуатацию.

В 1980г была составлена вторая «Технологическая схема разработки месторождения...» [10] (Отчет по теме №135 КазНИПИнефть, г. Шевченко, 1980г) с двумя вариантами разработки, первый из которых предусматривает обычное площадное заводнение, а второй – полимерное заводнение при той же системе размещения скважин. Рекомендован первый вариант.

В 1983г институтом КазНИПИнефть был составлен «Проект разработки месторождения Жанаталап» (наряд-заказ №4456 КазНИПИнефть, г.Шевченко, 1983г) [11],

где выделение эксплуатационных объектов оставлено без изменения, как в технологической схеме 1980г.

Анализ разработки месторождения был выполнен в 1978, 1981, 1985, 1995г и 2003г с целью уточнения геологического строения, изучения технологии отборов, состояния фонда скважин, выработки запасов, эффективности процесса и обоснования мероприятий по регулированию и контролю за разработкой месторождения. Разработка месторождения велась долгое время на естественном режиме, что привело к снижению пластовой энергии, а предусмотренная технологической схемой закачка воды начала осуществляться с конца 1986г.

В 1985г ЦНИЛ ПОЭН был выполнен Пересчет запасов нефти аптского и V, VI, VII-среднеюрских горизонтов северного крыла месторождения Жанаталап [12]. Прирост запасов нефти (геологические/извлекаемые) в объеме 600/150 тыс.т под обеспечение добычи был утвержден ЦКЗ МНП (Протокол №10 от 11.03.1986г).

В 1987-1988гг институтом «КазНИПИнефть», по результатам бурения 114 скважин, был выполнен подсчет запасов нефти и газа по месторождению Жанаталап, а ЦНИЛ ПОЭН был выполнен подсчет запасов нефти и газа по участку Карашиганак месторождения Жанаталап [13]. Участок Карашиганак введен в эксплуатацию в 1990г.

В 1990г ЦНИЛ ПОЭН был выполнен подсчет запасов нефти и газа по площади Карашиганак (уч.Жанаталап) Махамбетского района Гурьевской области Каз.ССР (по состоянию изученности на 01.06.88 г.) [14].

В 1990г ЦНИЛ ПОЭН был составлен «Проект разработки месторождения Жанаталап» [21], где выделено 7 эксплуатационных объектов [15].

В 1992г ЦНИЛ ПОЭН был выполнен «Уточнение геологического строения и анализа запасов нефти и газа участка Карашиганак месторождения Жанаталап по состоянию изученности на 01.07.92г» [16].

В 1993г ЦНИЛ ПОЭН был выполнен «Отчет по уточнению геологического строения и анализа запасов нефти и газа по месторождению Восточный Жанаталап (по состоянию изученности на 1.06.1993г.)» [17].

В 1996г ЦНИЛ АО "Эмбаунайгаз" был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа по месторождению Жанаталап (I-объект) (по состоянию на 01.01.96г.)» [18].

В 1997г ЦНИЛ АО "Эмбаунайгаз" был выполнен «Текущее уточнение геологического строения и анализ запасов нефти и газа участка Карашиганак (месторождение Жанаталап) по состоянию на 01.11.97 г.)» [19].

В 1999г ЦНИЛ АО "Эмбаунайгаз" был выполнен «Отчет по оперативному подсчету запасов свободного газа пл. Жанаталап Восточный Исатайского района Атырауской области РК (по состоянию изученности на 01.05.1999г.)» [20].

В 2003г (ТОО "ЦТИ", г.Атырау) и 2004г (ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз») были выполнены отчеты «Анализ разработки месторождения Жанаталап» [22], в которых уточнено геологическое строение по новым пробуренным скважинам. Кроме того, отмечено, что накопленная добыча нефти по некоторым объектам разработки (II, III, IV) превысила или в ближайшем будущем превысит извлекаемые запасы нефти, числящиеся на Государственном балансе.

В 2004г ОАО «Казахстанкаспийшельф» выполнен отчет «Создание базы данных с целью выбора месторождений нефти и газа для дальнейшей реабилитации месторождения Жанаталап» [23]. В результате выполненных работ получена принципиально новая структурно-геологическая модель Восточного крыла, отличающаяся от официально принятой при подсчете запасов 1990 г, в связи с чем возникла необходимость пересчета запасов нефти и газа.

В 2008г проведен «Пересчет запасов нефти и газа по месторождению Жанаталап Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию на 01.01.2007г)» [25] на основе уточненной в результате бурения новых скважин геологической модели и полученной дополнительной геолого-геофизической информации, послужившей для более точной

характеристики строения продуктивных горизонтов. Согласно пересчету, в ГКЗ РК (Протокол №687-08-У от 17.04.2008г) по состоянию на 01.01.2007г утверждены геологические/извлекаемые запасы нефти, растворенного в нефти газа и свободного газа (без пермотриасовых горизонтов) в количестве:

- Категория В+С₁ нефти: 19551,9/10052,9 тыс.т; растворенного газа: 808,8/421 млн.м³;
- Категория С₂ нефти 6233,6/1870,1 тыс.т; растворенного газа: 165,1/51,6 млн.м³.
- Категория С₁ свободного газа: 103,3 млн.м³.

В 2008г в связи с изменением запасов ТОО «Холдинг НТЦ «Геосервис» составлен «Уточненный проект разработки месторождения Жанаталап» [26] и утвержден в 2009г ЦКР МЭМР РК (Протокол №55 от 12.02.2009г).

В 2010году на блоке Жанаталап полевые сейсморазведочные работы 3Д МОГТ проводились ТОО «Гео Энерджи Групп» общим объемом 300 кв. км. Полная кратность составила – 72, размер бина 25x25 м.

В 2011г ТОО «Холдинг НТЦ «Геосервис» выполнен отчет «Обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д-МОГТ на месторождениях Жанаталап, Мартыши Северный и участок Карашиганак...» [27].

В 2013г составлено и утверждено «Дополнение №1 к уточненному проекту разработки месторождения Жанаталап» [29].

В 2013г (01.02.14г-31.04.14г) ТОО «Ойл-Геоконсалтинг» выполнен «Проект доразведки месторождения Жанаталап».

В 2014г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» по результатам бурения эксплуатационных и разведочных скважин составлен Пересчет запасов нефти и газа месторождения Жанаталап по состоянию изученности на 01.06.2014г [30]. Обоснованием для составления отчета по «Пересчету запасов УВ» послужили материалы, проведенных исследовательских работ после последнего пересчета запасов – 2007года, включающих сеймику 3Д, бурения 80 скважин, отбора и анализа керна, шлама и пластовых флюидов, промысловых данных ГИС, гидродинамических исследований и т.д. В июле 2015г данный отчет рассмотрен и утвержден ГКЗ РК Протоколом №1578-15-у от 17.07.2015г. В целом по месторождению геологические запасы по категорию В+С₁ составили 19427 тыс.т, извлекаемые запасы – 11009 тыс.т.

В 2016г был утвержден «Дополнение к уточненному проекту разработки ... по состоянию изученности 01.01.2015г» [31] (Письмо Комитета геологии и недропользования №27-5-355-И от 18.02.2016г), на основе утвержденного ГКЗ отчета по «Пересчету запасов нефти и газа по состоянию изученности на 01.06.2014г».

В 2018г был выполнен «Анализ разработки месторождения Жанаталап» (АР-2018г) [33], составленный филиалом ТОО НИИ ТДБ «Казмунайгаз» «Каспиймунайгаз» в городе Атырау и утвержденный ЦКРР РК МЭ РК (Протокол ЦКРР РК МЭ РК №12-03-6191/и от 05.12.2018г). В рамках АР-2018г были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2018-2020гг.

В 2019 году с целью уточнения геологического строения месторождения ТОО «Reservoir Evaluation Services» выполнена переобработка и переинтерпретация сейсмических данных 3Д МОГТ на площади 300 кв.км блока Жанаталап.

В 2020г был составлен «Анализ разработки месторождения Жанаталап» [35], составленный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» и утвержденный ЦКРР РК МЭ РК (Протокол №04-0/6373-вн от 15.10.2020г) с уточнением проектных решений и технологических показателей разработки на 2020-2022гг, на основе которых в настоящее время ведется разработка месторождения. Основные проектные решения анализа:

- Проектный уровень добычи нефти – 175,2 тыс.т;
- Проектный уровень закачки воды – 736,8 тыс.м³;
- Проектный уровень добычи жидкости – 1280,4 тыс.т
- Фонд добывающих скважин – 133 скважин;

- Фонд нагнетательных скважин – 16 скважин;
- Проектный КИН – 0,574 доли ед.

В 2021г был выполнен «Анализ разработки месторождения Жанаталап» [36], составленный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» и утвержденный ЦКРР РК МЭ РК (Протокол №04-0/8198-вн от 17.09.2021г) в котором выполнен пересчет суммы обеспечения исполнения обязательств по ликвидации последствий добычи, без корретировки технологических показателей Анализа разработки 2020г.

В 2022г по результатам переинтерпретации сейсмических данных 3D МОГТ был утвержден «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Жанаталап Атырауской области Республики Казахстан» (протокол ГКЗ РК Протоколом №2425-22-У от 19.04.2022г.). В целом по месторождению подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти промышленной категории В+С₁ увеличились на 1884/1110 тыс.т (+10/+10%) и составили 21311/12119 тыс.т, по категории С₂ геологические/извлекаемые запасы уменьшились на 2404/1111 тыс.т (-56/-76,6%) и составили 1871/339тыс.т.

Настоящее «Дополнение к проекту разработки месторождения Жанаталап» выполнен Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг», в рамках договора с АО «Эмбаунайгаз» №1039740/2024/1 от 06.11.2024г согласно Техническому заданию недропользователя и в соответствии требованиями «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (утверждены приказом №329 И.о. Министра энергетики РК от 24.08.2018г). Целью составления отчета является обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении Жанаталап. Проект составлен в связи с завершением технологических показателей разработки согласно рекомендациям ЦКРР о необходимости составления нового проектного документа.

1.3 Технологические показатели вариантов разработки

Выбор расчетных вариантов разработки производился с учетом методических рекомендаций регламента, исходя из геологического строения залежи и гидродинамической характеристики пластовых систем, изученных посредством разведочного и эксплуатационного бурения.

Учитывая текущее состояние разработки продуктивных горизонтов, в качестве основного метода увеличения нефтеотдачи будет оставаться закачка попутно-добываемой воды с целью поддержания пластового давления. С целью установления рационального количества скважин рассмотрены различные плотности сеток скважин для разработки залежи.

С целью обоснования КИН рассмотрены 2 варианта разработки, которые отличаются вводом скважины из бурения и проведением дополнительных ГТМ.

В рамках рекомендуемого к реализации 2 варианта разработки, предусматривается проведение ГТМ по переводу скважин между объектами, проведение ГРП и дрострелов. Согласно рекомендуемому 2 варианту рентабельный период разработки продлится до 2052г.

Ниже представлено описание вариантов разработки. Основные положения рассмотренных вариантов представлены в таблице 1.1.

С целью обоснования расчета прогнозных технологических показателей рассмотрены 2 варианта разработки.

Основные положения рассмотренных вариантов представлены в таблицах 3.4.2.1 - 3.4.2.4.

I объект (Участок Основной Жанаталап)

Первый вариант является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки согласно «Проекту разработки...» 2022г, что включает в себя перевод скважин между объектами и дополнительный прострел.

Во втором варианте (рекомендуемый) разработки предусматривается проведение всех мероприятий, запланированных в первом варианте. В дополнение к запланированным мероприятиям по первому варианту, предусматриваются дополнительные ГТМ по проведению ГРП, переводу между объектами и дострелу ранее невовлеченных горизонтов.

II объект (Участок Основной Жанаталап)

Первый вариант является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки согласно «Проекту разработки...» 2022г, в том числе дополнительные прострелы.

Во втором варианте (рекомендуемый) разработки предусматривается проведение всех мероприятий, запланированных в первом варианте. В дополнение к запланированным мероприятиям по первому варианту, предусматривается проведение ГРП и мероприятия по дострелу невовлеченных продуктивных зон.

III объект (Участок Северное крыло)

Первый вариант является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки согласно «Проекту разработки...» 2022г проведением ГТМ по переводу скважин между объектами. Разработка данного объекта планируется на естественном водонапорном режиме.

Во втором варианте (рекомендуемый) разработки предусматривается проведение всех мероприятий, запланированных в первом варианте и дополнительный перевод добывающей скважины. Разработка данного объекта планируется на естественном водонапорном режиме.

IV объект (Участок Северное крыло)

Первый вариант является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки согласно «Проекту разработки...» 2022г с бурением 1 вертикальной скважины.

Во втором варианте (рекомендуемый) разработки предусматривается проведение ГРП.

В целом по месторождению

Первый вариант является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки согласно «Проекту разработки...» 2022г с бурением оставшейся 1 вертикальной скважины, перевод скважин между объектами и дополнительный прострел.

Таблица 3.4.2.1 - График ввода из бурения новых скважин. Вариант 1

№ скв.	Объект	Год	Проектный среднесуточный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия	Глубина скважины
285	IV	2030	8,5	Бурение вертикальных скважин	700

Таблица 3.4.2.2 - Адресная программа проведения планируемых мероприятий. Вариант 1

№ скв.	Объект	Год	Проектный среднесуточный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
200	II	2025	2	Вывод из БД
97	I	2025	1,3	Дострел
145	I	2025	1,2	Дострел
180	I	2026	1,4	Дострел
146	I	2026	1,3	Дострел
251	I	2027	2,3	Перевод скважины со II объекта
171	II	2027	1,2	Дострел
262	II	2027	1,1	Дострел
173	II	2027	1,1	Дострел
301	I	2029	2	Перевод скважины со II объекта
147	I	2030	2	Перевод скважины со II объекта

188	I	2030	2,2	Перевод скважины со II объекта
165	I	2032	2,3	Перевод скважины со II объекта
266	I	2032	2,2	Перевод скважины со II объекта
186	I	2032	2	Перевод скважины со II объекта
183	I	2033	2,3	Перевод скважины со II объекта
265	I	2036	2,3	Перевод скважины со II объекта
148	I	2037	2	Перевод скважины со II объекта
136	I	2039	2,1	Перевод скважины со II объекта
172	I	2045	2	Перевод скважины со II объекта
142	III	2050	2,1	Перевод скважины с IV объекта

Во втором варианте (рекомендуемый) разработки предусматривается проведение всех мероприятий, запланированных в первом варианте без бурения. В дополнение к запланированным мероприятиям предусматриваются дополнительные ГТМ по проведению ГРП, переводу между объектами и дострелу ранее невовлеченных горизонтов.

Таблица 3.4.2.3 - Адресная программа проведения планируемых мероприятий. Вариант 2

№ скв.	Объект	Год	Проектный среднесуточный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
173	I	2025	1,3	Дострел
145	I	2025	1,2	Дострел
105	I	2025	2	ОВП
200	II	2025	2	Вывод из БД
200	II	2025	3	ГРП
38	II	2025	2	Дострел
267	II	2025	1,1	Дострел
215	III	2025	1,5	Перевод скважины с IV объекта
113	III	2025	3,8	Вывод из БД
287	IV	2025	3	ГРП
97	I	2026	1,2	Дострел
146	I	2026	1,3	Дострел
268	I	2026	1,4	Дострел
199	I	2026	1,4	Дострел
180	I	2026	1,4	Дострел
145	I	2026	2,2	ОВП
199	I	2027	3	ГРП
154	I	2027	3	ГРП
189	I	2027	1,3	Дострел
144	I	2027	2,2	ОВП
251	I	2027	2,3	Перевод скважины со II объекта
171	II	2027	1,2	Дострел
262	II	2027	1,1	Дострел
174	II	2027	1,2	Дострел
192	II	2027	1,1	Дострел
135	II	2027	1,4	Дострел
198	II	2027	1,4	Дострел
263	II	2027	1,3	Дострел
223	IV	2027	2,2	ОВП
193	I	2028	1,2	Дострел
152	I	2028	1,2	Дострел
30	I	2028	1,1	Дострел
206	II	2028	1,2	Дострел
301	I	2029	2	Перевод скважины со II объекта
147	I	2030	2	Перевод скважины со II объекта
188	I	2030	2,2	Перевод скважины со II объекта
260	II	2030	1,1	Дострел
141	IV	2030	3	ГРП
222	IV	2030	2,5	ГРП

				ГРП
271	IV	2030	3	
165	I	2032	2,3	Перевод скважины со II объекта
266	I	2032	2,2	Перевод скважины со II объекта
186	I	2032	2	Перевод скважины со II объекта
183	I	2033	2,3	Перевод скважины со II объекта
214	III	2034	2,2	Перевод скважины с IV объекта
265	I	2036	2,3	Перевод скважины со II объекта
148	I	2037	2	Перевод скважины со II объекта
136	I	2039	2,1	Перевод скважины со II объекта
172	I	2045	2	Перевод скважины со II объекта
142	III	2050	2,1	Перевод скважины с IV объекта

Таблица 1.1 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	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, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2025	0	0	0	288	0	0	0	0	9	6	3	120	120	13	3,5	22,9	121,2
2026	0	0	0	288	0	0	0	0	4	4	0	116	116	13	3,5	24,1	126,8
2027	0	0	0	288	0	0	0	0	2	2	0	114	114	13	3,4	23,8	131,0
2028	0	0	0	288	0	0	0	0	2	2	0	112	112	13	3,3	23,8	130,7
2029	0	0	0	288	0	0	0	0	1	1	0	111	111	13	3,3	24,2	136,3
2030	0	0	0	289	0	0	0	0	1	1	0	111	111	13	3,2	23,4	138,3
2031	0	0	0	289	0	0	0	0	0	0	0	111	111	13	3,1	24,3	143,8
2032	0	0	0	289	0	0	0	0	0	0	0	111	111	13	3,0	24,2	147,5
2033	0	0	0	289	0	0	0	0	2	1	1	110	110	12	2,9	24,2	163,4
2034	0	0	0	289	0	0	0	0	2	2	0	108	108	12	2,8	24,7	165,5
2035	0	0	0	289	0	0	0	0	1	1	0	107	107	12	2,7	25,1	168,7
2036	0	0	0	289	0	0	0	0	1	1	0	106	106	12	2,6	24,8	169,7
2037	0	0	0	289	0	0	0	0	2	2	0	104	104	12	2,5	24,6	168,0
2038	0	0	0	289	0	0	0	0	1	1	0	103	103	12	2,4	25,0	168,9
2039	0	0	0	289	0	0	0	0	0	0	0	102	102	12	2,3	25,3	169,6
2040	0	0	0	289	0	0	0	0	3	3	0	99	99	12	2,3	25,5	167,7
2041	0	0	0	289	0	0	0	0	0	0	0	99	99	12	2,2	25,9	170,9
2042	0	0	0	289	0	0	0	0	0	0	0	99	99	12	2,1	26,3	174,6
2043	0	0	0	289	0	0	0	0	3	3	0	96	96	12	2,0	26,0	167,3
2044	0	0	0	289	0	0	0	0	3	3	0	93	93	12	2,0	26,3	166,1
2045	0	0	0	289	0	0	0	0	1	1	0	92	92	12	1,9	26,3	167,4
2046	0	0	0	289	0	0	0	0	2	2	0	90	90	12	1,9	26,7	167,2
2047	0	0	0	289	0	0	0	0	5	5	0	85	85	12	1,9	26,8	157,4
2048	0	0	0	289	0	0	0	0	3	3	0	82	82	12	1,8	26,7	152,8

Таблица 1.2 – Характеристика основных технологических показателей разработки по месторождению в целом. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2025	146,9	1,2	5,3	9468,9	78,4	0,458	954,9	954,9	32027,8	32027,8	84,6	546,4	24911,5	5,179	231,535
2026	139,4	1,2	5,3	9608,2	79,6	0,464	971,4	971,4	32999,2	32999,2	85,7	571,5	25483,0	4,891	236,426
2027	135,0	1,1	5,5	9743,2	80,7	0,471	941,8	941,8	33941,0	33941,0	85,7	590,4	26073,5	4,724	241,150
2028	130,3	1,1	5,6	9873,5	81,7	0,477	928,2	928,2	34869,2	34869,2	86,0	590,6	26664,1	4,556	245,706
2029	126,3	1,0	5,7	9999,8	82,8	0,483	932,7	932,7	35801,9	35801,9	86,5	614,2	27278,3	4,401	250,107
2030	124,2	1,0	6,0	10124,0	83,8	0,489	915,3	915,3	36717,2	36717,2	86,4	623,4	27901,7	4,374	254,481
2031	118,4	1,0	6,1	10242,4	84,8	0,495	936,8	936,8	37654,0	37654,0	87,4	648,0	28549,7	4,158	258,639
2032	114,3	0,9	6,2	10356,6	85,7	0,500	933,5	933,5	38587,5	38587,5	87,8	666,7	29216,3	3,987	262,626
2033	109,2	0,9	6,3	10465,8	86,7	0,506	922,6	922,6	39510,1	39510,1	88,2	679,7	29896,1	3,790	266,416
2034	104,0	0,9	6,4	10569,8	87,5	0,511	924,6	924,6	40434,7	40434,7	88,8	688,8	30584,8	3,588	270,004
2035	98,8	0,8	6,6	10668,6	88,3	0,516	930,9	930,9	41365,7	41365,7	89,4	702,0	31286,9	3,400	273,404
2036	95,2	0,8	6,8	10763,9	89,1	0,520	913,4	913,4	42279,0	42279,0	89,6	708,3	31995,1	3,251	276,655
2037	90,5	0,7	6,9	10854,4	89,9	0,524	888,0	888,0	43167,0	43167,0	89,8	698,9	32694,0	3,078	279,733
2038	86,2	0,7	7,0	10940,6	90,6	0,529	891,8	891,8	44058,8	44058,8	90,3	702,7	33396,7	2,923	282,656
2039	82,8	0,7	7,3	11023,4	91,3	0,533	894,8	894,8	44953,6	44953,6	90,7	705,5	34102,2	2,792	285,448
2040	78,6	0,7	7,5	11102,0	91,9	0,536	878,1	878,1	45831,7	45831,7	91,0	699,5	34801,8	2,648	288,096
2041	74,8	0,6	7,7	11176,9	92,5	0,540	888,5	888,5	46720,2	46720,2	91,6	711,3	35513,1	2,513	290,609
2042	71,5	0,6	7,9	11248,3	93,1	0,544	903,0	903,0	47623,2	47623,2	92,1	726,6	36239,7	2,391	293,000
2043	67,5	0,6	8,1	11315,8	93,7	0,547	867,0	867,0	48490,2	48490,2	92,2	696,1	36935,8	2,260	295,260
2044	64,0	0,5	8,4	11379,8	94,2	0,550	848,9	848,9	49339,0	49339,0	92,5	693,0	37628,8	2,136	297,396

2045	61,3	0,5	8,8	11441,1	94,7	0,553	839,8	839,8	50178,8	50178,8	92,7	696,6	38325,4	2,023	299,419
2046	58,3	0,5	9,1	11499,3	95,2	0,556	832,9	832,9	51011,7	51011,7	93,0	695,9	39021,3	1,913	301,332
2047	54,8	0,5	9,5	11554,2	95,7	0,558	790,4	790,4	51802,2	51802,2	93,1	654,8	39676,1	1,802	303,134
2048	51,9	0,4	9,9	11606,0	96,1	0,561	761,2	761,2	52563,4	52563,4	93,2	637,6	40313,8	1,691	304,825

Таблица 1.3 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд действующих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая прирестимость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2025	0	0	0	288	0	0	0	0	0	7	5	2	123	123	13	3,6	22,5	148,3
2026	0	0	0	288	0	0	0	0	0	4	4	0	119	119	13	3,5	23,6	146,7
2027	0	0	0	288	0	0	0	0	0	2	2	0	117	117	13	3,7	22,9	140,5
2028	0	0	0	288	0	0	0	0	0	2	2	0	115	115	13	3,7	25,1	144,0
2029	0	0	0	288	0	0	0	0	0	0	0	0	115	115	13	3,6	25,4	151,3
2030	0	0	0	288	0	0	0	0	0	1	1	0	114	114	13	3,6	25,0	152,4
2031	0	0	0	288	0	0	0	0	0	0	0	0	114	114	13	3,4	25,4	157,5
2032	0	0	0	288	0	0	0	0	0	0	0	0	114	114	13	3,3	25,1	160,7
2033	0	0	0	288	0	0	0	0	0	2	1	1	113	113	12	3,2	25,0	177,1
2034	0	0	0	288	0	0	0	0	0	1	1	0	112	112	12	3,1	25,2	178,7
2035	0	0	0	288	0	0	0	0	0	1	1	0	111	111	12	3,0	25,5	181,4
2036	0	0	0	288	0	0	0	0	0	1	1	0	110	110	12	2,9	25,0	181,6
2037	0	0	0	288	0	0	0	0	0	2	2	0	108	108	12	2,8	24,7	178,8
2038	0	0	0	288	0	0	0	0	0	1	1	0	107	107	12	2,7	24,9	178,7
2039	0	0	0	288	0	0	0	0	0	0	0	0	107	107	12	2,6	24,9	178,4
2040	0	0	0	288	0	0	0	0	0	2	2	0	105	105	12	2,5	25,1	177,2
2041	0	0	0	288	0	0	0	0	0	1	1	0	104	104	12	2,4	25,6	179,6
2042	0	0	0	288	0	0	0	0	0	0	0	0	104	104	12	2,3	25,9	182,5
2043	0	0	0	288	0	0	0	0	0	3	3	0	101	101	12	2,2	25,5	174,3
2044	0	0	0	288	0	0	0	0	0	3	3	0	98	98	12	2,2	25,5	172,2
2045	0	0	0	288	0	0	0	0	0	1	1	0	97	97	12	2,1	25,5	172,6
2046	0	0	0	288	0	0	0	0	0	0	0	0	97	97	12	2,0	25,7	174,7
2047	0	0	0	288	0	0	0	0	0	3	3	0	94	94	12	2,0	25,7	167,7
2048	0	0	0	288	0	0	0	0	0	4	4	0	90	90	12	1,9	25,8	162,6
2049	0	0	0	288	0	0	0	0	0	4	4	0	86	86	12	1,9	25,8	157,6
2050	0	0	0	288	0	0	0	0	0	4	4	0	82	82	12	1,9	25,1	149,9
2051	0	0	0	288	0	0	0	0	0	5	4	1	78	78	11	1,9	25,4	156,1
2052	0	0	0	288	0	0	0	0	0	4	3	1	75	75	10	1,8	25,5	164,7

Таблица 1.4– Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
		2025	151,6				1,3	5,5	9473,6	78,4		0,458	961,1	961,1	32034,1
2026	146,1	1,2	5,6	9619,7	79,6	0,465	973,0	973,0	33007,1	33007,1	85,0	661,1	25694,8	5,405	237,825
2027	148,9	1,2	6,1	9768,6	80,9	0,472	929,2	929,2	33936,3	33936,3	84,0	633,5	26328,3	5,355	243,180
2028	149,3	1,2	6,5	9917,9	82,1	0,479	1004,9	1004,9	34941,2	34941,2	85,1	650,8	26979,1	5,390	248,570
2029	144,9	1,2	6,7	10062,8	83,3	0,486	1013,2	1013,2	35954,4	35954,4	85,7	682,1	27661,1	5,336	253,906
2030	142,4	1,2	7,1	10205,2	84,5	0,493	987,8	987,8	36942,2	36942,2	85,6	687,2	28348,3	5,273	259,179
2031	135,8	1,1	7,2	10340,9	85,6	0,500	1004,4	1004,4	37946,6	37946,6	86,5	709,8	29058,1	5,015	264,194
2032	131,0	1,1	7,5	10471,9	86,7	0,506	996,4	996,4	38943,0	38943,0	86,9	726,4	29784,5	4,804	268,998
2033	125,1	1,0	7,8	10597,0	87,7	0,512	980,5	980,5	39923,6	39923,6	87,2	737,0	30521,5	4,569	273,567
2034	119,8	1,0	8,1	10716,8	88,7	0,518	978,1	978,1	40901,7	40901,7	87,7	743,7	31265,2	4,334	277,901
2035	113,9	0,9	8,4	10830,7	89,7	0,523	979,7	979,7	41881,4	41881,4	88,4	754,7	32019,8	4,192	282,093

2036	109,5	0,9	8,8	10940,3	90,6	0,529	957,2	957,2	42838,6	42838,6	88,6	757,5	32777,3	3,993	286,086
2037	104,1	0,9	9,2	11044,4	91,4	0,534	926,6	926,6	43765,2	43765,2	88,8	744,0	33521,3	3,779	289,865
2038	99,1	0,8	9,6	11143,5	92,3	0,538	925,2	925,2	44690,4	44690,4	89,3	743,7	34265,0	3,588	293,453
2039	95,0	0,8	10,2	11238,5	93,0	0,543	922,9	922,9	45613,4	45613,4	89,7	742,3	35007,2	3,424	296,877
2040	90,5	0,7	10,8	11329,1	93,8	0,547	915,2	915,2	46528,5	46528,5	90,1	739,2	35746,4	3,255	300,132
2041	85,9	0,7	11,5	11415,0	94,5	0,552	921,6	921,6	47450,2	47450,2	90,7	747,4	36493,9	3,079	303,211
2042	82,0	0,7	12,4	11496,9	95,2	0,556	932,3	932,3	48382,5	48382,5	91,2	759,3	37253,1	2,953	306,164
2043	77,5	0,6	13,3	11574,4	95,8	0,559	892,3	892,3	49274,8	49274,8	91,3	725,1	37978,2	2,791	308,955
2044	73,6	0,6	14,6	11647,9	96,4	0,563	870,4	870,4	50145,3	50145,3	91,6	718,5	38696,7	2,643	311,598
2045	70,4	0,6	16,4	11718,3	97,0	0,566	857,4	857,4	51002,6	51002,6	91,8	718,3	39415,0	2,505	314,103
2046	67,3	0,6	18,7	11785,6	97,6	0,569	864,9	864,9	51867,6	51867,6	92,2	726,8	40141,8	2,405	316,508
2047	63,7	0,5	21,8	11849,3	98,1	0,573	837,6	837,6	52705,2	52705,2	92,4	697,6	40839,4	2,296	318,804
2048	60,1	0,5	26,3	11909,4	98,6	0,575	806,4	806,4	53511,6	53511,6	92,5	678,3	41517,7	2,147	320,951
2049	56,7	0,5	33,6	11966,1	99,1	0,578	769,3	769,3	54280,9	54280,9	92,6	655,7	42173,4	2,019	322,970
2050	53,1	0,4	47,4	12019,1	99,5	0,581	713,6	713,6	54994,4	54994,4	92,6	623,8	42797,2	1,865	324,835
2051	50,7	0,4	86,1	12069,8	99,9	0,583	685,7	685,7	55680,2	55680,2	92,6	595,6	43392,8	1,777	326,612
2052	48,2	0,4	100,0	12118,0	100,3	0,586	665,1	665,1	56345,3	56345,3	92,8	572,6	43965,4	1,766	328,378

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.

С учетом горно-геологических условий, глубин залегания продуктивных горизонтов, на которые закладываются проектные скважины рекомендуется следующая конструкция вертикальных эксплуатационных скважин на месторождении Жанаталап:

Скважины, предназначенные для эксплуатации эксплуатационных объектов:

По 1 варианту, вертикальная скважина №285, глубиной 700м;

По рекомендуемому 2 вариант в рамках настоящего дополнения предусматривается резервный фонд скважин в количестве 3 ед.:

Вертикальная скважина №288 - I объект – залежи верхнемелового, альбского, аптского и неокомского горизонтов участка Основной Жанаталап;

Вертикальная скважина №289 - II объект – залежи 6 среднеюрских горизонтов (I, II, III, IV, V, VII) участка Основной Жанаталап;

Вертикальная скважина №290 - IV объект – залежи 9 среднеюрских горизонтов (I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX) участка Северное крыло.

Конструкция для данных скважин указано ниже:

Направление Ø 324мм спускается на глубину 30 м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.

Кондуктор Ø 245 мм спускается на глубину от 170 м, цементируется до устья с целью создания надежной крепи для безопасного углубления скважины до глубины спуска эксплуатационной колонны и установки противовыбросового оборудования.

Эксплуатационная колонна Ø 168 мм спускается до проектной глубины и цементируется подъемом цемента до устья прямым способом с установкой башмака на глубине 700 м для вскрытия всех продуктивных горизонтов и добычи нефти.

Таблица 7.1.1 -Стандартная конструкция для вертикальных скважин.

п/п №	Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Высота подъема цемента, м
		долото	колонна		
1	2	3	4	5	6
1	Направление	393,7	323,9	30	До устья
2.	Кондуктор	295,3	244,5	170	До устья
3.	Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	700	До устья

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до глубины 700м и желательно применение мобильных буровых установок с повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на м/р Жанаталап более полно отвечает буровая установка ZJ-20 грузоподъемностью не менее 120 тонн. Буровая установка должна иметь 4-х ступенчатую систему очистки, которая обеспечит соблюдения проектных параметров промывочной жидкости, тем самым обеспечивая

минимальное воздействие промывочной жидкости на проницаемые (продуктивные) пласты.

Технология бурения скважин более подробно будет изложена в техническом проекте на строительство эксплуатационных скважин.

Продолжительность цикла строительства скважин представлена в таблице 7.1.9. Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно выполненным расчетам полная продолжительность цикла строительства скважины составила: глубиной 700м – 30,42сут.

Таблица 7.1.9 – Расчет продолжительности бурения скважины глубиной 700м (по глубине).

Наименование работ	Время, сут.
Расчет продолжительности бурения вертикальной скважины глубиной 700м	
Подготовительные работы к бурению	2,0
Подготовка площадки, мобилизация БУ	5,0
Бурение и крепление скважины(крепление), в том числе:	11,42
бурение	6,52
крепление	4,9
Освоение объектов в колонне	7,0
Строительно-монтажные работы	5,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	30,42

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

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

Технология системы промыслового сбора, транспорта и подготовки продукции скважин должна обеспечить следующие требования:

- герметизированный сбор добываемой продукции;
- достоверный замер дебита продукции каждой скважины и возможность проведения гидродинамических исследований;
- учет промысловой продукции месторождения в целом;
- учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды;
- надежность эксплуатации всех технологических звеньев;
- автоматизацию всех технологических процессов;
- минимальные технологические потери нефти и газа

Описание существующей системы сбора

Технологическая схема системы сбора скважинной продукции месторождения Жанаталап представлена на рисунке 6.3.1.

Сбор промысловой продукции на месторождении Жанаталап осуществляется на сборных пунктах (СП) Восточный и Северный Жанаталап, а также на УПН Жанаталап.

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется на автоматические групповые замерные установки. На АГЗУ производится поочередной замер дебита нефти, воды и газа.

После замера дебита, скважинная продукция по сборным коллекторам с АГЗУ №358, 365 поступает в сборный пункт В. Жанаталап, а с АГЗУ №360, 364, 366, 367 и 370 нефтяная эмульсия направляется в сборный пункт С. Жанаталап. С двух указанных сборных пунктов, а также с АГЗУ №359, 361, 362, 363 и 369 скважинная продукция направляется на УПН месторождения Жанаталап, где проводится подготовка скважиной продукции.

Таблица 1.5- Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Жанаталап

Марка АГЗУ	№ АГЗУ	№ подключенной скважины	Длина от скв до АГЗУ, м	Диаметр, мм	Материал исполнения
ОЗНА-Импульс	101	57	500	114x4,5	сталь
		20	1360	114x4,5	сталь
		58	250	114x4,5	сталь
		59	620	114x4,5	сталь
		80	760	114x4,5	сталь
		71	1000	114x4,5	сталь
		1	420	114x4,5	сталь
		67	820	114x4,5	сталь
		73	1070	114x4,5	сталь
		72	1050	114x4,5	сталь
		53	424	110x5	СВТ
Б40 14*400	102	96	310	114x4,5	сталь
		92	445	114x4,5	сталь
		108	420	114x4,5	сталь
		97	520	114x4,5	сталь
		99	460	114x4,5	сталь
		91	760	114x4,5	сталь
		95	510	110x5	СВТ
		105	350	114x6	сталь
		93	624	114x4,5	сталь
		23	500	110x5	СВТ
Б-40-14-500	103	122	615	114x4,5	сталь
		123	665	114x4,5	сталь
		17a	736	114x4,5	сталь
		141	908	110x5	СВТ
		147	420	114x6	сталь
		146	780	114x6	сталь
		152	970	114x6	сталь
		114	349	114x4,5	сталь
		54	569	114x4,5	сталь
		115	1023	114x4,5	сталь
		118	740	114x4,5	сталь
				132	850
АМ-40-14-500 Мера	201	52	680	114x4,5	сталь
		68	350	114x4,5	сталь
		111	610	114x4,5	сталь
		121	400	114x4,5	сталь
		52	680	114x4,5	сталь
		70	550	114x4,5	сталь
		100	330	114x4,5	сталь
		9	190	114x4,5	сталь
		69	150	114x4,5	сталь
		75	320	114x4,5	сталь
		51	400	110x5	СВТ
				101	220
АМ-40-14-500 Мера	202	145	450	114x6	сталь
		142	237	110x5	СВТ
		151	567	114x6	сталь
		8a	500	114x4,5	сталь
		149	540	114x6	СВТ
		148	399	114x6	сталь
ОЗНА-ИМПУЛЬС	301	153	940	73x5,5	сталь
		87	624	110x5	сталь
		84	95	114x6	сталь
		107	650	114x4,5	сталь

		82	663	110x5	СВТ
		76	380	114x4,5	сталь
		83	441	110x5	СВТ
		39	348	110x4,2	СВТ
		41	478	114x4,5	сталь
		49	1050	114x4,5	сталь
		150	270	114x6	сталь
		47	650	114x4,5	сталь
ОЗНА-ИМПУЛЬС	302	16а	650	114x4,5	сталь
		63	670	114x6	сталь
		144	570	114x6	сталь
		133	610	114x4,5	сталь
		143	1051	110x5	СВТ
		77	550	114x4,5	СВТ
		104	1150	114x4,5	сталь
		124	500	114x4,5	сталь
		154	500	73x5,5	сталь
Б-40-14-400	401	117	620	114x4,5	сталь
		35	360	114x4,5	сталь
		85	375	114x4,5	сталь
		31	800	114x4,5	сталь
		46	782	114x4,5	сталь
		45	500	114x4,5	сталь
		120	290	114x4,5	сталь
		109	660	114x4,5	сталь
Б-40-14-500	402	78	420	114x4,5	сталь
		79	330	114x4,5	сталь
		128	580	114x4,5	сталь
		130	1396	114x4,5	сталь
		125	110	114x4,5	сталь
		126	1340	114x4,5	сталь
		64	620	114x4,5	сталь

После замера дебита добывающих скважин, скважинная продукция по сборным трубопроводам поступает на УПН месторождения Жанаталап, где проводится подготовка скважиной продукции.

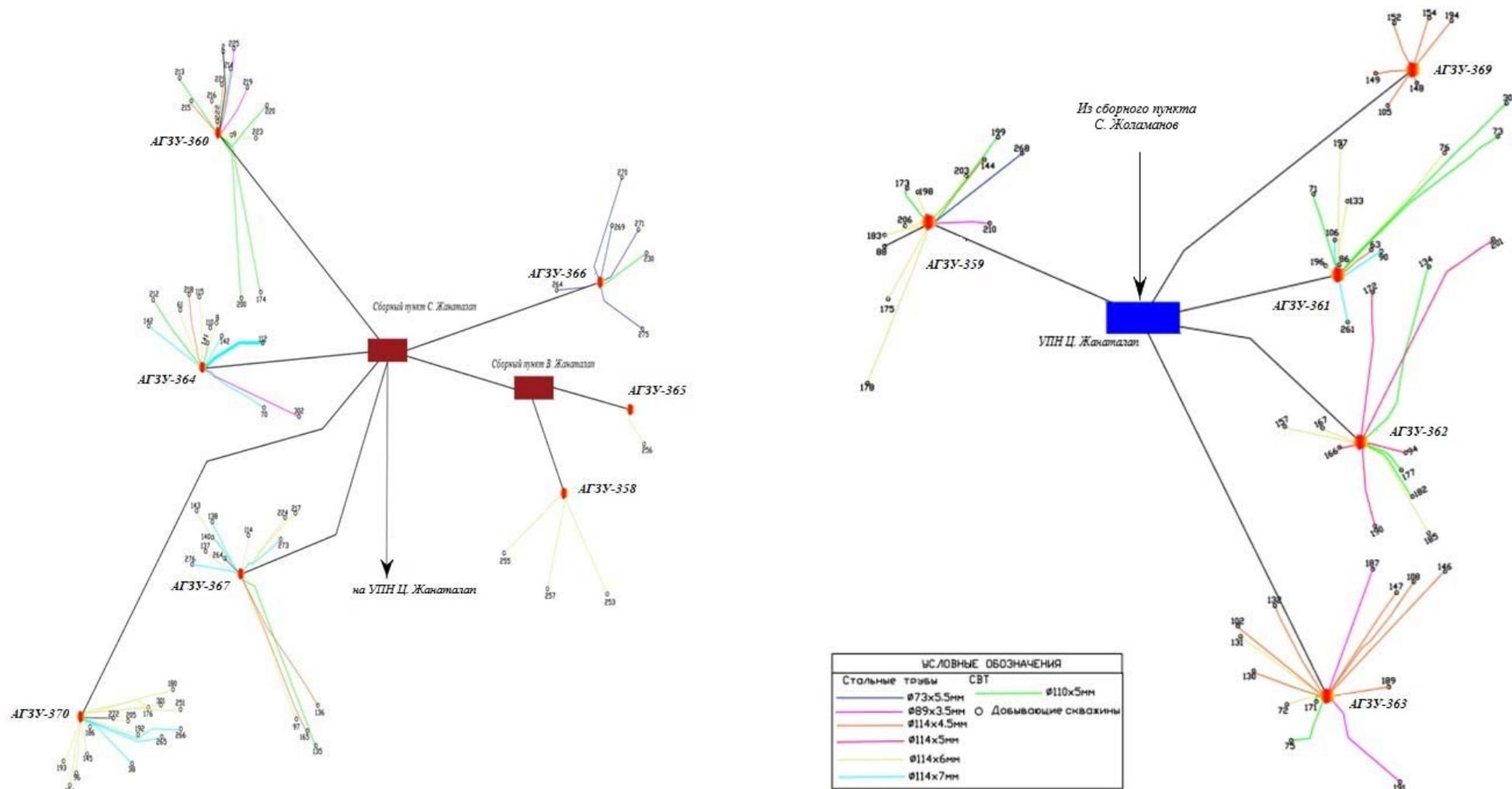


Рисунок 1.2- Технологическая схема системы сбора скважинной продукции месторождения Жанаталап

УПН Ц. Жанаталап

Принципиальная схема УПН Жанаталап представлена на рисунке 6.3.2.

Газожидкостная смесь с групповых замерных установок и сборных пунктов месторождения Жанаталап по нефтесборному коллектору Ø219 поступает на УПН Ц. Жанаталап с давлением Р-2-2,2 кгс/см² в нефтегазосепаратор НГС, где производится отделение газа от продукции нефтяных скважин.

Перед НГС производится подача деэмульгатора «КНЛАС-1» с БР-2,5.

Отделившийся на нефтегазосепараторе газ с Р = 2 кгс/см² по газопроводу Ø114 мм поступает в газосепаратор ГС; далее попутный газ направляется на печи ПТ 16/150 №1, 2, 3 и на социально-бытовые нужды (столовая, котельная, операторская).

Нефтяная жидкость с нефтегазосепаратора поступает на печи ПТ 16/150 №1, 2, 3 для подогрева смеси.

Сброс дренажа с нефтегазосепаратора и с газосепаратора производится в дренажную емкость ДЕ.

С печей подогрева ПТ 16/150 №1, №2, №3 нефтяная жидкость с Т=35-45°С поступает РВС-2000 №3(технологический резервуар). А также в РВС-2000 №3 поступает нефтяная жидкость с сборного пункта Северный Жанаталап.

Далее нефтяная смесь поступает в РВС-2000 №3. С РВС-2000 №3 с перетока Н=7м, Н=9м отстоявшаяся нефть поступает в товарный резервуар №2 V=1000м³.

С товарного резервуара нефти №2 после отстоя и проведения аналитического контроля на качество, подготовленная нефть насосами ЦНС 180/128 №1, ЦНС 180/170 №2, (1 насос «рабочий», 1 насос «резервный») через оперативный узел учета нефти (ОУУН) по нефтепроводу «Жанаталап – С.Балгимбаев» СВТ Ø150мм откачивается на ЦППН С.Балгимбаев для окончательной подготовки до товарной кондиции нефти и сдачи ее систему в АО «КазТрансОйл».

Пластовая вода поступает в резервуар РВС-1000 №1. Далее с помощью насосами ЦНС-180/425 №1, №2 (1 насос «рабочий», 1 насос «резервный») через узел замера марки «Endress Hauser PROMAG 50» через водораспределительные пункты закачивается в нагнетательные скважины.

СП Северный Жанаталап

Принципиальная схема сборного пункта месторождения Северный Жанаталап представлена на рисунке 6.3.3.

Продукция с добывающих скважин поступает на групповые замерные установки АГЗУ №359, АГЗУ №361, АГЗУ №362, АГЗУ №363, АГЗУ №369.

После замера дебита каждой скважины по отдельности газожидкостная смесь под собственным давлением по нефтяному коллектору Ø219x8 мм поступает в нефтегазосепаратор НГС-0,6–1200-2 №1 для отделения нефтяного газа от ГЖС. С нефтегазосепаратора выделившийся попутный нефтяной газ по трубопроводу Ø89x4,5мм поступает на осушку в газосепаратор ГС-1-2,5-600-1 №1. После окончательной очистки газ направляется по газопроводу Ø89x4,5мм на печи подогрева нефти ПТ-16/150 №1, №2 и в котельную для собственных нужд.

С СППК (сбросные пружинные предохранительные клапаны) излишки газа с НГС-0,6–1200-2 №1 и ГС-1-2,5-600-1 №1 сбрасываются на факельную систему.

С нефтегазосепаратора нефтяная жидкость поступает в горизонтальный резервуар РГС-100 №1, №2. После отстоя с горизонтальных резервуаров нефтяная эмульсия насосами №1, №2 ЦНС 180/85 по трубопроводу Ø159x6мм поступает в печь подогрева ПТ-16/150 №1, №2 и откачивается по нефтесборному коллектору Ø219 мм на УПН Жанаталап или насосами НБ-125 откачивается по нефтесборному коллектору Ø 219 мм на УПН Жанаталап.

Сброс дренажных нефтяных остатков с нефтегазосепаратора НГС-0,6–1200-2 №1, газосепаратора ГС-1-2,5-600-1 №1 и технологических насосов сбрасывается в дренажную емкость. №1 ЕП-16 м³. При заполнении дренажной емкости откачка производится с помощью насоса НВ-Е-50/50 в коллектор.

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

С учетом объемов технологических потерь скважинной продукции, мощностей сооружений и оборудования систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин должно быть достаточно для обеспечения достижения прогнозных показателей настоящего отчета (таблица 6.3.1). Из таблицы 6.3.1 видно, что объемы добычи нефти и газа с каждым годом будут уменьшаться, и, следовательно, существующих мощностей сооружений и оборудования систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин месторождения Жанаталап будет достаточно для обеспечения достижения проектных показателей.

Технологический процесс УПН Жанаталап

Сырьём для УПН «Жанаталап» является продукция со скважин добывающего фонда месторождения Жанаталап. Газожидкостная смесь со скважин месторождения Жанаталап по 2 нефтяным трубопроводам Ø219 мм давлением $P=2-2,2$ кгс/см², поступает на УПН «Жанаталап».

На АГЗУ №103 и №301 в нефтесборные трубопроводы с дозировочных блоков БДУ-2,5-10/100 (2-единицы) дозируется демульгатор марки «Рандем-2204» с удельным расходом 135-137 г/т.

Газожидкостная смесь поступает на нефтегазовый сепаратор НГС1-1,6-1600 №1, где происходит отделение жидкости от газа. Отделившийся попутно-нефтяной газ (ПНГ) с НГС №1 поступает на газовый сепаратор ГС-1,6-800 для осушки от влаги и далее с давлением $P=1,6-1,8$ кгс/см² через датчик расхода газа «ДРГ.М-400» подается на собственные нужды для потребления в печах подогрева ПТ-16/150 №1 и №2.

Нефтяная эмульсия с НГС №1 разделяясь на два потока направляется на печи подогрева ПТ-16/150 №1, №2 и ПТ-16/150 №4, №5.

Подогретая до $T=45-50^{\circ}\text{C}$, $P=1-1,2$ кгс/см² нефтяная жидкость с печей подогрева поступает в технологические резервуары РВС-1000 м³ №2 и РВС-2000 м³ №3. Нефть с резервуара №2 через переточную линию $H_{\text{верх.}}=9,9$ м, $H_{\text{ниж.}}=5,8$ м, и с резервуара №3 через переточную линию $H_{\text{верх.}}=9,9$ м, $H_{\text{ниж.}}=7,3$ м технологическими насосами ЦНС 60/66 №4 и №5 (1 насос «рабочий», 1 насос «резервный») прокачивается через подогреватель ПТ-16/150 №3, далее подогретая до $T=55-60^{\circ}\text{C}$, $P=1-1,2$ кгс/см² нефть поступает в 3-и последовательно соединенные горизонтальные отстойники ОГ-200 №1, №2, №3. После глубокого обезвоживания в отстойниках, нефть поступает в товарные резервуары РВС-1000 м³ №1, РВС-2000 м³ №4, РВС-2000 м³ №5. По мере заполнения товарных резервуаров РВС-1000 м³ №1, РВС-2000 м³ №4, РВС-2000 м³ №5, производится откачка подготовленной нефти (обводненностью до 1% и содержанием хлористых солей до 2000 мг/дм³) насосами НБ-125 №1, №2 и №3 через кориолисовый массовый расходомер «KROHNE OPTIMASS-1400 S50», по нефтепроводу Ø273x8 «Жанаталап – С.Балгимбаев», протяженностью L-80 км на ЦПС и ПН С.Балгимбаев для дальнейшей подготовки и сдачи. Давление на выходе насосов внешней откачки варьируется в пределах 10-40 кгс/см².

Сдача нефти сторонних организаций согласно договорам, производится по утвержденному ежемесячному графику в РВС-2000 м³ №5.

Пластовая вода, дренируемая с технологических резервуаров №2, №3 и с отстойников ОГ-200 №1, №2, №3 собирается в резервуарах №6 и №7 $V=2000$ м³, откуда перекачивается с помощью резервных насосов ЦНС-180/425 (2-единицы) или подпорных консольных насосов, предназначенных для повышения давления на приём насоса ГНК 8-4000-500, для дальнейшей закачки в систему ППД через счётчик расхода жидкости «KROHNE UFM 500K-Eex» с $P=38-40$ кгс/см² на выходе.

Объем добываемого попутного нефтяного газа с месторождения Жанаталап недостаточен, для расхода на собственные нужды, по обеспечению бесперебойной работы печей подогрева (5-единиц) на УПН «Жанаталап», а также для использования на нужды котельной в зимний период (для обогрева зданий и горячего водоснабжения). В связи с чем

недостающий объём товарного газа транспортируется с УПГ С.Балгимбаев по действующему газопроводу Ø110x10мм протяженностью 80 км.

Газ с УПГ С.Балгимбаев по газопроводу поступает на шкафные газорегуляторные пункты (ШРП) на УПН Жанаталап. Далее газ проходит через датчик расхода газа «ДРГ.М-400» и поступает на печи подогрева для термической обработки нефти и на собственные нужды.

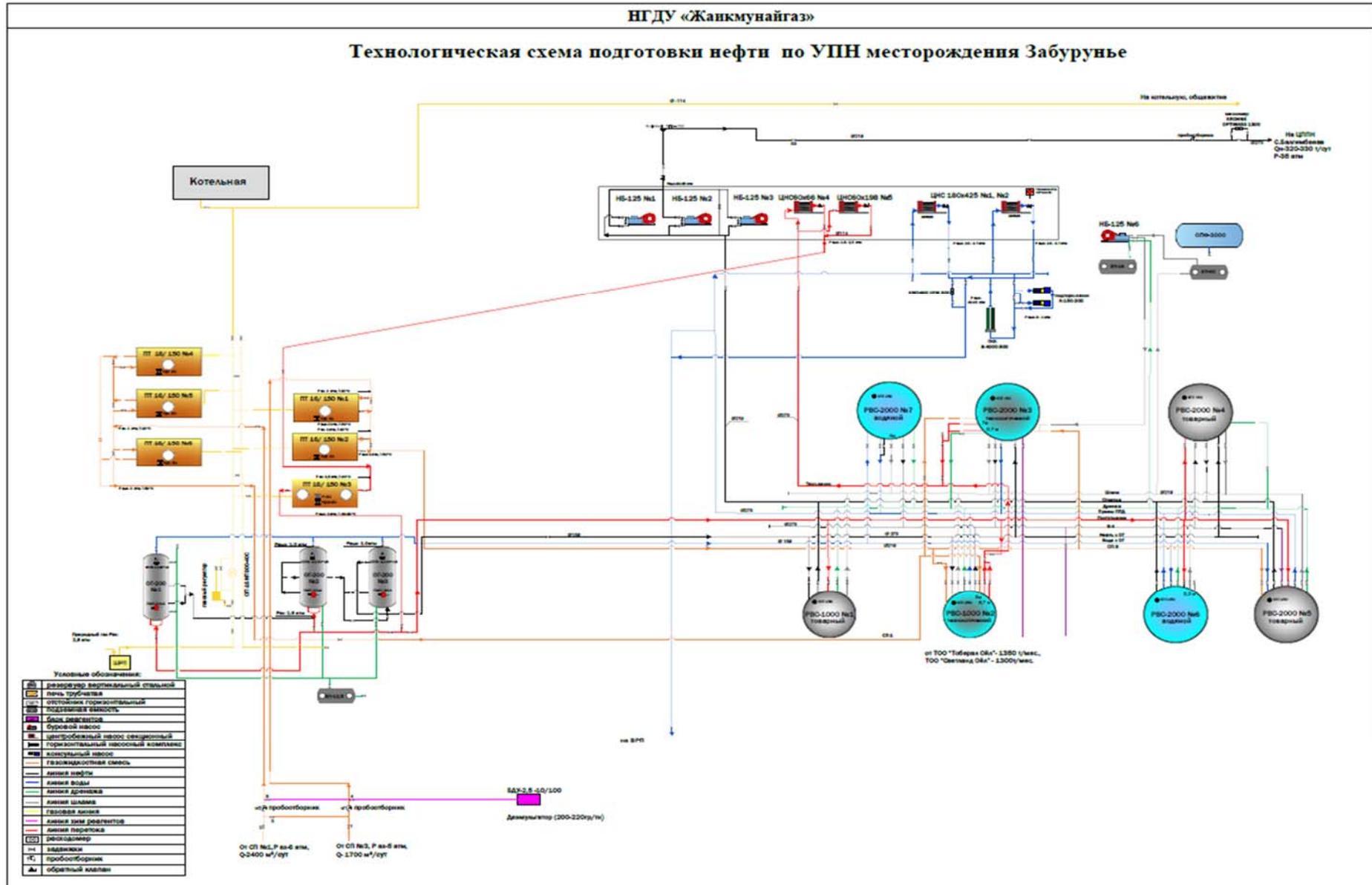


Рисунок 1.3 - Существующая принципиальная схема подготовки нефти УПН Жанаталап

1.6 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

На месторождения Жанаталап применяется герметизированная система сбора и распределения попутного газа (рис. 1.4). Часть добытого газа используется на собственные нужды м/р Жанаталап и часть отправляется на УПГ месторождения С.Балгимбаев.

Основными объектами потребления попутно добываемого газа на промысле месторождения Жанаталап, являются:

- Трубчатые печи подогрева ПТ 16/150 (2 ед.), расположенные на объекте УПН;
- Трубчатые печи подогрева ПТ 16/150 (2 ед.) расположенные на объекте СП;

Газ, в печах подогрева, используется в качестве топлива, для термической обработки нефти.

- Jaguar JTV 24 (H-RU) – 1 ед (операторная УПН);
- Котел Navien Ace-16 K– 1 ед. (операторная УПН);
- Котел КВА-750 – 2 ед.;
- Газонагреватель ГНВТ-250 – 1 ед;
- Дежурная горелка.

На дату составления настоящего отчета действующей является «Программа развития переработки сырого газа на месторождениях НГДУ «Жайыкмунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на период с 01.01.2025-31.12.2025 гг.», рассмотренная и затем рекомендованная к утверждению на заседании Рабочей группы МЭ РК по вопросам развития переработки сырого газа (протокол №21/6-3 от 04.10.2024г).

На период 01.01.2025г-31.12.2025г. Департаментом государственного контроля в сферах углеводородов и недропользования МЭ РК выдано разрешение на сжигание № KZ02VPC00024861 от 03.12.2024г. в объеме $V_v = 0,219\text{м}^3$, в т.ч.:

$$V_6 = 0\text{м}^3;$$

$$V_7 = 0,0715\text{м}^3;$$

$$V_8 = 0,204\text{м}^3;$$

$$V_9 = 0\text{м}^3.$$

Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Жанаталап на период 2025-2034гг. для рекомендуемого варианта разработки представлен в таблице 1.12.

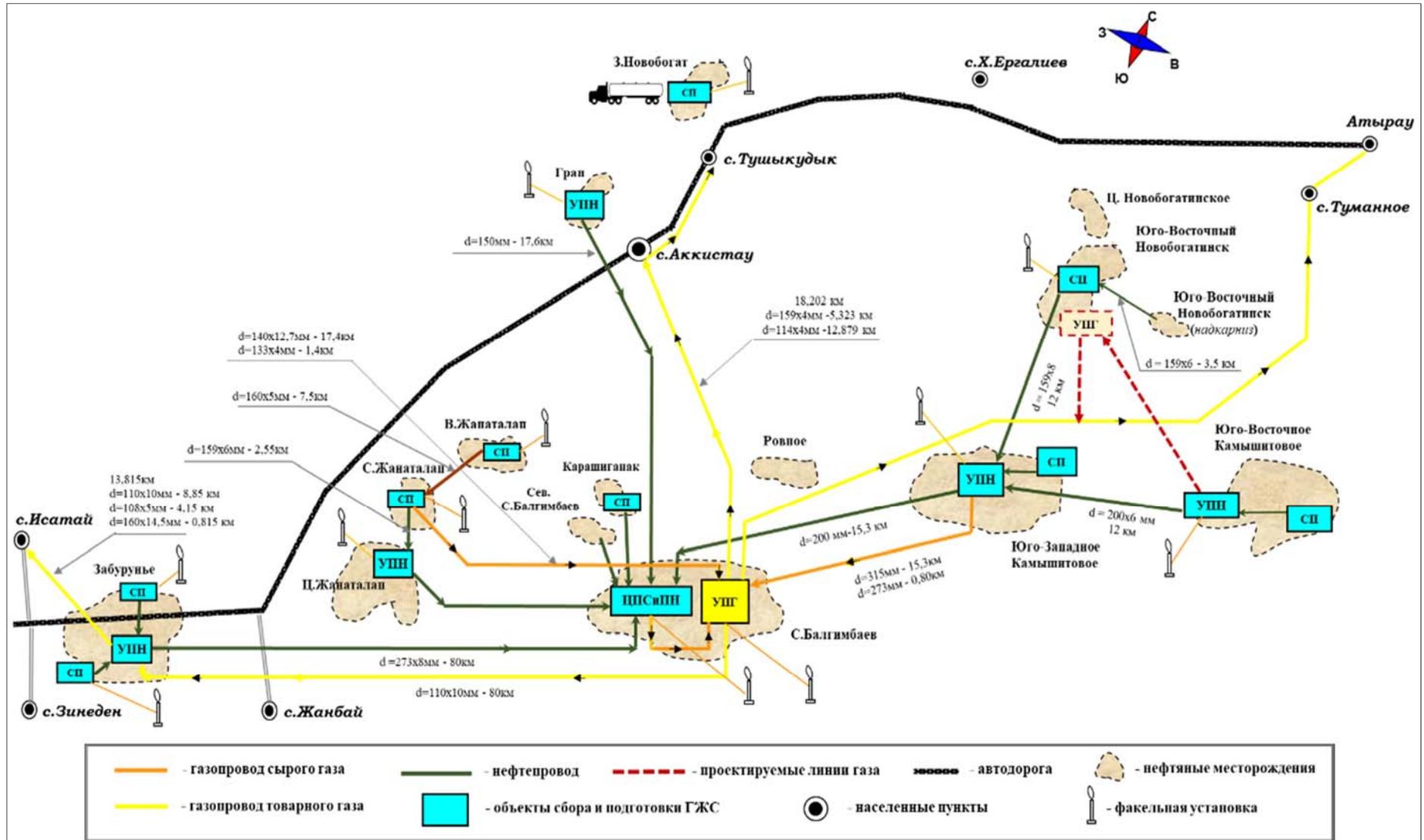


Рисунок 1.4 - Схема распределения газа на месторождениях НГДУ «Жайыкмунайгаз»

Сжигание сырого газа осуществляется согласно требованиям Методики расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию, утвержденной Приказом Министра энергетики Республики от 5 мая 2018 года № 164.

Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Жанаталап представлен в таблице 1.11-1.12.

Таблица 1.6- Баланс добычи и распределения нефтяного газа по 1 варианту

Показатели газа/ Объекты потребления газа	Количество оборудования, ед.		Число часов работы, ч/сутки	Количество суток работы		Объем газа в год, млн.м ³ /год									
	всего	в работе		в 2028, 2032гг	в другие годы	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Добыча газа (V₁)						5.179	4.891	4.724	4.556	4.401	4.374	4.158	3.987	3.790	3.588
Объем газа на переработку в УПГ С. Балгимбаева						0.840	0.623	0.485	0.335	0.305	0.297	0.279	0.253	0.239	0.224
Собств. нужды (V₁)						4.034	3.984	3.967	3.962	3.848	3.832	3.649	3.517	3.349	3.176
<i>ПТ-16/150 (печь подогрева нефти) УПН</i>	1	1	24	348	347	0.924	0.899	0.891	0.885	0.750	0.741	0.650	0.580	0.500	0.496
<i>ПТ-16/150 (печь подогрева нефти) УПН</i>	1	1	24	348	347	0.924	0.899	0.891	0.885	0.750	0.741	0.650	0.580	0.500	0.496
<i>Jaguar JTV 24 (H-RU) (Котел)</i>	1	1	24	183	182	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008
<i>Navien Ace-16 K (Котел)</i>	1	1	24	183	182	0.092	0.092	0.092	0.093	0.092	0.092	0.093	0.093	0.092	0.092
<i>КВА-750 (Котел)</i>	1	1	24	348	347	0.710	0.710	0.710	0.712	0.710	0.710	0.710	0.712	0.710	0.710
<i>КВА-750 (Котел)</i>	1	1	24	348	347	0.710	0.710	0.710	0.712	0.874	0.874	0.874	0.877	0.874	0.710
<i>ПТ-16/150 (СП С.Жанаталап)</i>	2	2	24	348	347	0.570	0.570	0.570	0.571	0.570	0.570	0.570	0.571	0.570	0.570
<i>Газонагреватель ГНВТ-250</i>	1	1	24	348	347	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095
Технологически неизбежные потери газа*						0.071	0.067	0.064	0.062	0.060	0.060	0.057	0.054	0.052	0.049
Объем сжигания сырого газа (V_v), в том числе						0.235	0.217	0.207	0.196	0.188	0.186	0.173	0.162	0.151	0.139
Объем сжигаемого газа при эксплуатации технол. оборудования						0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
- на дежурных факельных горелках						0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004
УФА-И-100-12-ФОК-200 (УПН)	1	1	24	18	18	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
УФА-И-100-12-ФОК-200 (СП)	1	1	24	18	18	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
- при продувке факельных стволов						0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010
УФА-И-100-12-ФОК-200 (УПН)	1	1	24	18	18	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005
УФА-И-100-12-ФОК-200 (СП)	1	1	24	18	18	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005
Объем сжигаемого газа при ТО и ТР						0.220	0.203	0.193	0.182	0.173	0.172	0.159	0.148	0.136	0.124
УПН (ГС)	1	1	24	4	4	0.055	0.052	0.050	0.048	0.047	0.046	0.044	0.042	0.040	0.038
УПГ	1	1	24	14	14	0.110	0.099	0.092	0.085	0.080	0.079	0.071	0.064	0.057	0.049
СП (ГС)	1	1	24	4	4	0.055	0.052	0.050	0.048	0.047	0.046	0.044	0.042	0.040	0.038

Таблица 1.7 - Баланс добычи и распределения нефтяного газа (2-вариант) (рекомендуемый)

Показатели газа/ Объекты потребления газа	Количество оборудования, ед.		Число часов работы, ч/сутки	Количество суток работы		Объем газа в год, млн.м ³ /год									
	всего	в работе		в 2028, 2032гг	в другие годы	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Добыча газа (V₁)						6.064	5.405	5.355	5.390	5.336	5.273	5.015	4.804	4.569	4.334
Объем газа на переработку в УПГ С. Балгимбаева						1.226	0.649	0.620	0.623	0.921	0.896	0.673	0.484	0.286	0.240
Собств. нужды (V₁)						4.467	4.434	4.417	4.447	4.098	4.065	4.049	4.043	4.023	3.851
<i>ПТ-16/150 (печь подогрева нефти) УПН</i>	1	1	24	348	347	1.141	1.124	1.116	1.128	0.874	0.858	0.849	0.844	0.837	0.833
<i>ПТ-16/150 (печь подогрева нефти) УПН</i>	1	1	24	348	347	1.141	1.124	1.116	1.128	0.874	0.858	0.849	0.844	0.837	0.833
<i>Jaguar JTV 24 (H-RU) (Котел)</i>	1	1	24	183	182	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008
<i>Navien Ace-16 K (Котел)</i>	1	1	24	183	182	0.092	0.092	0.092	0.093	0.092	0.092	0.093	0.093	0.092	0.092
<i>КВА-750 (Котел)</i>	1	1	24	348	347	0.710	0.710	0.710	0.712	0.710	0.710	0.710	0.712	0.710	0.710
<i>КВА-750 (Котел)</i>	1	1	24	348	347	0.710	0.710	0.710	0.712	0.874	0.874	0.874	0.877	0.874	0.710
<i>ПТ-16/150 (СП С.Жанаталап)</i>	2	2	24	348	347	0.570	0.570	0.570	0.571	0.570	0.570	0.570	0.571	0.570	0.570

Газонагреватель ГНВТ-250	1	1	24	348	347	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095
Технологически неизбежные потери газа*						0.083	0.074	0.073	0.074	0.073	0.072	0.068	0.066	0.062	0.059
Объем сжигания сырого газа (Vv), в том числе						0.288	0.248	0.245	0.247	0.244	0.240	0.225	0.211	0.198	0.184
<i>Объем сжигаемого газа при эксплуатации технол. оборудования</i>						0.015									
- на дежурных факельных горелках						0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004
УФА-I-100-12-ФОК-200 (УПН)	1	1	24	18	18	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
УФА-I-100-12-ФОК-200 (СП)	1	1	24	18	18	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
- при продувке факельных стволов						0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010
УФА-I-100-12-ФОК-200 (УПН)	1	1	24	18	18	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005
УФА-I-100-12-ФОК-200 (СП)	1	1	24	18	18	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005
Объем сжигаемого газа при ТО и ТР						0.273	0.234	0.231	0.232	0.230	0.226	0.210	0.197	0.183	0.169
УПН (ГС)	1	1	24	4	4	0.065	0.058	0.057	0.057	0.057	0.056	0.053	0.051	0.048	0.046
УПГ	1	1	24	14	14	0.144	0.118	0.117	0.117	0.116	0.113	0.104	0.095	0.086	0.077
СП (ГС)	1	1	24	4	4	0.065	0.058	0.057	0.057	0.057	0.056	0.053	0.051	0.048	0.046

2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

2.1 Природно-климатические условия

Климат района расположения объекта резко континентальный, аридный, основными чертами которого являются преобладание антициклонических условий, резкие температурные изменения в течение года и суток, жесткий ветровой режим и дефицит осадков. Континентальность климата незначительно смягчается в прибрежной полосе под влиянием Каспийского моря.

Температура воздуха. Температура воздуха является одной из основных характеристик климата. Режим температуры воздуха исследуемой области характеризуется большой контрастностью и резкостью сезонных и межгодовых колебаний, значительной суточной и годовой амплитудой. Характерным является также преобладание теплого периода над холодным. Продолжительность безморозного периода составляет около полугода для севера региона и увеличивается к югу. Среднегодовая температура воздуха составляет 9-11 °С, при этом она увеличивается с севера на юг и от моря к побережью.

Атмосферные осадки и влажность воздуха. Рассматриваемая территория относится к числу районов, недостаточно обеспеченных осадками. Колебания количества осадков могут быть значительны от года к году и от месяца к месяцу. Во влажные месяцы осадков может выпадать до двух месячных норм, а в засушливые – менее 20% от месячной нормы или не выпадают вообще.

Большая часть осадков (около 65-70%) выпадает в виде дождя, около 10-15% осадки несут смешанный характер (дождь, снег) и около 15-20% осадков выпадает в виде снега.

Среднее годовое количество осадков составляет 150-200мм. Максимальное годовое количество осадков наблюдается на севере региона. С продвижением на юг годовое количество осадков уменьшается.

Относительная влажность воздуха в сочетании с температурой создает представление об испаряемости влаги с поверхности почвы, растительности и водоемов. Среднемесячные значения относительной влажности от 47% в летние месяцы до 84% в зимние. На побережье значения относительной влажности несколько выше, при продвижении на сушу они уменьшаются.

Направление и скорость ветра. Ветровой режим северо-восточного Каспия обусловлен общей циркуляцией атмосферы и местными термическими и барикоциркуляционными процессами. Изменчивость преобладающих направлений ветра от сезона к сезону зависит от интенсивности Сибирского максимума, Азорского максимума и Исландского минимума.

Среднегодовая повторяемость направлений ветра различных направлений представлена в таблице 2.3. В регионе в годовом разрезе преобладают ветры восточных румбов, но довольно высока и повторяемость ветров западных направлений.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики для района месторождения Жанаталап в Исатайском районе Атырауской области представлены по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции МС Исатай за 2024 год.

Таблица 2.1- Общая климатическая характеристика

Средняя максимальная температура наружного воздуха самого жаркого месяца (июль)°С	+35,1
Средняя минимальная температура наружного воздуха самого холодного месяца (январь)°С	-8,8
Число дней с пыльными бурями	-
Абсолютный максимум скорости ветра при порыве м/сек	23

Таблица 2.2 - Среднемесячная и годовая температура воздуха в (°С)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-5,7	-3,2	1,9	16,4	16,5	26,8	28,0	25,3	19,1	10,2	3,1	-2,7	11,3

Таблица 2.3 — Среднемесячная и годовая скорость ветра м/сек

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
4,6	5,1	4,2	4,3	4,0	4,5	4,3	3,9	4,5	4,1	4,8	4,1	4,4

Таблица 2.4 - Количество осадков мм, по месяцам, за год и сезонам

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год	Сезон	
													XI-III	IV-X
8,3	22,2	41,4	5,6	15,4	23,4	20,1	9,3	3,2	6,1	14,3	5,1	174,4	91,3	83,1

Таблица 2.5 –Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
9	14	24	14	8	11	13	7	4

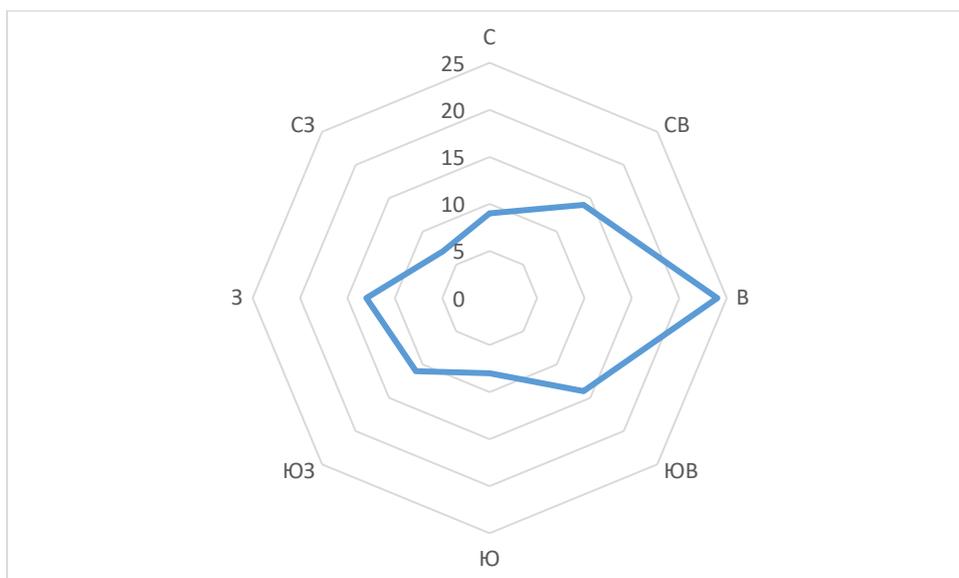


Рисунок 2.1- Роза ветров

2.2 Современное состояние атмосферного воздуха

Для АО «Эмбаунайгаз» в соответствии с требованиями природоохранного законодательства РК специалистами Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» была разработана программа Производственного экологического контроля окружающей среды, установившая общие требования к ведению производственного мониторинга за состоянием компонентов окружающей среды в процессе производственной деятельности АО «Эмбаунайгаз».

Для оценки влияния производственной деятельности на атмосферный воздух на месторождении Жанаталап 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 2.6.

Таблица 2.6-Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за 2024-2025гг

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	2 кв	3 кв	4 кв		
граница СЗЗ Ж-3-01	Диоксид азота	0,2	0,006	0,002	0,001	0,003	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,018	0,004	0,002	0,004	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,476	2,33	1,40	1,66	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,251	0,360	0,302	0,387	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница СЗЗ Ж-3-02	Диоксид азота	0,2	0,004	0,002	0,001	0,003	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,019	0,004	0,003	0,005	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,607	2,14	1,76	1,83	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,381	0,477	0,405	0,475	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница СЗЗ Ж-3-03	Диоксид азота	0,2	0,004	0,002	0,002	0,003	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,019	0,004	0,003	0,005	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,456	1,95	2,07	2,04	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,319	0,447	0,291	0,412	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	отсутствуют	не требуются

Вывод: Анализ, проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха, на границе санитарно-защитной зоны месторождения Жанаталап показал, что за 1 кв 2025 года и за 2,3,4 кв 2024года 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

Территория Атырауской области бедна приточными водами. На территории области распространены обводнительные системы с забором воды из р. Урал. Густота речной сети составляет в среднем от 2 до 4 км на 100 км².

Крупными реками, протекающими по территории области, являются: Урал – главная водная артерия области (общая длина 2534 км, в пределах Казахстана 1084 км), Эмба (712 км), Сагыз (511 км), Ойыл (800 км), Река Урал впадает в Каспийское море в 45-50 км южнее города Атырау. Реки Ойыл, Эмба, Сагиз, Кайнар – имеют течение лишь весной, в период паводка. В низовьях рек образуются протоки, разливы, рукава, заболоченные участки и многочисленные озера, большинство из которых соленые. Летом, высыхая, они превращаются в солончаки. По берегам рек встречаются тополевы, ивовые рощи. Самое крупное озеро области – Индерское (110.5 км²). Водные ресурсы области ограничены и представлены поверхностными и подземными водами.

Исключительная сухость климата, малое количество атмосферных осадков в сочетании с незначительным уклоном поверхности обуславливает резкие колебания водности рек, имеющих в основном снеговое и отчасти грунтовое питание. Только р. Урал сохраняет постоянное течение, а все остальные практически не имеют постоянного стока и слепо оканчиваются в сорах и песках.

Река Урал – является главной водной артерией области, которая впадает в Каспийское море в 45-ти км южнее г. Атырау (общая длина 2534 км. в пределах Казахстана 1084 км). Река Урал используется как источник хозяйственно-питьевого водоснабжения

ряда населенных пунктов. г. Атырау, поселков нефтепромыслов и железнодорожных станций, а также для судоходства с выходом в Каспийское море.

Река Урал – единственная не зарегулированная в среднем и нижнем течении река Каспийского бассейна. На территории Казахстана р. Урал входит в состав Урало-Каспийского водохозяйственного бассейна.

Средняя продолжительность паводка – 84 дня. в последние годы до 100 дней. В этот период проходит до 80% годового стока. Среднегодовое паводка приходится на середину мая.

В соответствии с Программой производственного мониторинга во 2-4 кварталах 2024 г., проведен мониторинг воздействия на водные ресурсы по существующим объектам. Периодичность отбора проб и проведения физико-химических определений осуществляется 2 раза в год, в теплое время года.

Таблица 2.7 - Сведения по мониторингу воздействия на водные ресурсы за 2024 г.

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентрации, мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³		Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
			2 кв	4 кв		
1	2	3	4		5	6
Месторождение Жанаталап Скв. №88 47°05'53,0" 50°50'30,5"	pH	не регламент-ся	7,3	7,1	-	-
	Сухой остаток	не регламент-ся	55 252,76	58 159,81	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	не регламент-ся	0,09	0,06	-	-
	Фенол	не регламент-ся	0,007	0,004	-	-
	АПАВ	не регламент-ся	0,567	0,617	-	-
	ХПК	не регламент-ся	642,5	736,3	-	-
	Железо	не регламент-ся	0,658	0,684	-	-
	Азот аммонийный	не регламент-ся	2,636	2,056	-	-
	Нитриты	не регламент-ся	0,237	0,177	-	-
	Нитраты	не регламент-ся	0,122	0,189	-	-
	Медь	не регламент-ся	0,005	0,095	-	-
	Цинк	не регламент-ся	0,012	0,078	-	-
	Свинец	не регламент-ся	<0,002	<0,002	-	-
Никель	не регламент-ся	<0,005	<0,005	-	-	
Месторождение Жанаталап Скв. №89 47°05'41,1" 50°50'32,3"	pH	не регламент-ся	6,8	6,6	-	-
	Сухой остаток	не регламент-ся	71 218,49	79 374,29	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	не регламент-ся	0,07	0,10	-	-
	Фенол	не регламент-ся	0,011	0,006	-	-
	АПАВ	не регламент-ся	0,616	0,722	-	-
	ХПК	не регламент-ся	781,3	863,8	-	-
	Железо	не регламент-ся	1,010	0,932	-	-
	Азот аммонийный	не регламент-ся	1,599	1,985	-	-
	Нитриты	не регламент-ся	0,282	0,349	-	-
	Нитраты	не регламент-ся	0,241	0,340	-	-
	Медь	не регламент-ся	0,034	0,012	-	-
	Цинк	не регламент-ся	<0,1	0,009	-	-
	Свинец	не регламент-ся	0,003	<0,002	-	-
Никель	не регламент-ся	<0,005	0,012	-	-	
Месторождение Жанаталап Скв. №90 47°05'53,6" 50°50'36,2"	pH	не регламент-ся	6,8	6,6	-	-
	Сухой остаток	не регламент-ся	74 723,17	79 568,92	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	не регламент-ся	0,08	0,07	-	-
	Фенол	не регламент-ся	0,008	0,003	-	-

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентрации, мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³		Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
			2 кв	4 кв		
1	2	3	4		5	6
	АПАВ	не регламент-ся	0,473	0,516	-	-
	ХПК	не регламент-ся	808,8	652,9	-	-
	Железо	не регламент-ся	0,501	1,050	-	-
	Азот аммонийный	не регламент-ся	0,951	0,874	-	-
	Нитриты	не регламент-ся	0,157	0,214	-	-
	Нитраты	не регламент-ся	0,168	0,225	-	-
	Медь	не регламент-ся	0,040	<0,0005	-	-
	Цинк	не регламент-ся	<0,1	<0,1	-	-
	Свинец	не регламент-ся	<0,002	0,014	-	-
Никель	не регламент-ся	0,010	0,028	-	-	
Месторождение Жанаталап Скв. №91 47°05'41,7" 50°50'37,6"	pH	не регламент-ся	6,6	6,8	-	-
	Сухой остаток	не регламент-ся	74 528,46	79 568,92	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	не регламент-ся	0,10	0,11	-	-
	Фенол	не регламент-ся	0,013	0,009	-	-
	АПАВ	не регламент-ся	0,530	0,409	-	-
	ХПК	не регламент-ся	766,3	578,8	-	-
	Железо	не регламент-ся	1,141	1,115	-	-
	Азот аммонийный	не регламент-ся	1,167	0,988	-	-
	Нитриты	не регламент-ся	0,179	0,263	-	-
	Нитраты	не регламент-ся	0,119	0,178	-	-
	Медь	не регламент-ся	<0,0005	0,001	-	-
	Цинк	не регламент-ся	<0,1	<0,1	-	-
	Свинец	не регламент-ся	0,005	0,021	-	-
Никель	не регламент-ся	0,019	0,002	-	-	

Вывод: По результатам химического анализа воды повышения по нормам ПДК не обнаружено.

2.4 Почвенный покров

Почвообразующими породами на площади участка работ служат лёгкие суглинки и супеси, реже средние суглинки. на которых формируются светло-каштановые почвы.

Светло-каштановые почвы сформировались под типчаково-ковыльно-полынной растительностью. Одной из ведущих особенностей светло-каштановых почв является их лёгкий механический состав. Он накладывает глубокий отпечаток на физико-химические свойства.

Для рассматриваемой территории характерна комплексность почвенного покрова, где в основном представлены различные сочетания разновидностей светло-каштановых почв, различной степени засоленности. Эти почвы развиваются на самых разнообразных элементах рельефа. Почвообразующие породы у них, как и у всех почв каштанового типа, пестры: глины, суглинки, супеси и меловые отложения. Часто эти породы засолены.

Растительный покров светло-каштановых. Супесчаных, песчаных почв представлен злаками, иногда с полынью австрийской, разнотравием (пырей ломкий, молочай сегиевский, сирения сидяцветковая, тмин песчаный). Проектное покрытие около 60%, урожайность - 6.1ц/га.

Мониторинг почвы на месторождениях НГДУ 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;
 - создания информационного обеспечения мониторинга почв.
- Результаты химического анализа проб почвы представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 - Результаты контроля почвы

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентраций (мг/кг)	Фактическая концентрация (мг/кг)		Наличие превышений предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
			I полугодие 2024г	II полугодие 2024г		
1	2	3	4		5	6
Месторождение С.Жанаталапа						
СЭП-11 территория нефтепромысла центральная часть 50°49'48,1" 47°06'16,33"	Медь	3,0	0,408	0,284	не превышает	-
	Цинк	23,0	4,823	2,930	не превышает	-
	Свинец	32,0	2,896	4,160	не превышает	-
	Никель	4,0	0,093	0,043	не превышает	-
	Массовая доля нефтепродуктов	не нормир-я	99,6	61,6	-	-
СЭП-12 территория нефтепромысла западная часть 50°50'2,08" 47°06'3,88"	Медь	3,0	0,373	0,369	не превышает	-
	Цинк	23,0	6,098	3,810	не превышает	-
	Свинец	32,0	4,936	5,142	не превышает	-
	Никель	4,0	0,432	0,157	не превышает	-
	Массовая доля нефтепродуктов	не нормир-я	90,5	83,3	-	-
СЭП-13 территория нефтепромысла северная часть 50°51'26,5" 47°07'2,37"	Медь	3,0	<0,5	0,156	не превышает	-
	Цинк	23,0	1,564	4,810	не превышает	-
	Свинец	32,0	3,931	5,601	не превышает	-
	Никель	4,0	0,091	0,230	не превышает	-
	Массовая доля нефтепродуктов	не нормир-я	54,5	64,4	-	-
СЭП-14 территория нефтепромысла восточная часть 50°54'11,3" 47°08'42,83"	Медь	3,0	0,310	0,008	не превышает	-
	Цинк	23,0	0,918	5,634	не превышает	-
	Свинец	32,0	6,837	3,100	не превышает	-
	Никель	4,0	0,071	0,081	не превышает	-
	Массовая доля нефтепродуктов	не нормир-я	87,9	45,1	-	-

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

2.5 Растительный покров

На территории месторождений преобладают пустынные растительные сообщества с включением полукустарничков и кустарничков. Они занимают основные площади растительного покрова и объединяют сообщества полыни, многолетней солянки и ксерофитных кустарников (саксаул). На территории преобладают следующие жизненные формы: псаммофильные кустарники, ксерофильные и галофитные полукустарники (полыни и солянки), коротковетвирующие многолетние и однолетние травы (эфемеры и эфемероиды), реже – длительно вегетирующие многолетники. Наземные объекты

месторождений размещаются на территории, которая характеризуется достаточно разнообразным растительным покровом.

Ландшафтными растениями участвующими в сложении наиболее широко распространенных сообществ являются полынь белоземельная (*Artemisia terrae-albae*), ежовник солончаковый (биюргун) (*Anabasis salsa*), боялыч (*Salsola arbusculaformis*.) – представители северотуранской флоры, полынь туранская (*Artemisia turanica*) – фрагмент южнотуранской флоры, саксаул черный (*Haloxylon aphyllum*) – представитель реликтовой саванновой средиземноморской флоры, жузгун безлистный, песчаная акация, саксаул персидский (белый) – элементы песчаной саванны.

Для бугристо-грядовых песков характерны кустарниково-полынно-ранговые и полынно-эфемеровые сообщества по склонам и вершинам бугров с преобладанием саксаула белого, черного, жузгунов. По вершинам песчаных бугров часто господствуют ассоциации хвойника шишконосного, эфедры (*Ephedra lomatolepis*) и аристиды перистой (*Aristida pennata*).

2.6 Животный мир

Освоение месторождения в условиях пустынной зоны оказывает влияние на состояние фауны. Особенно актуальна проблема сохранения редких и находящихся под угрозой исчезновения животных. В описываемом районе встречается 23 вида птиц и 2 вида млекопитающих, занесенных в Красную книгу Республики Казахстан. Среди них такой эндемичный вид республики как кожанок Бобринского. Здесь же сосредоточена основная гнездовая популяция белобрюхого рябка, также занесенного в Красную книгу.

Преимущественно плотных субстратов придерживаются такырная круглоголовка, серый геккон, разноцветная ящурка. Иногда встречаются песчаные виды - сцинковый геккон, линейчатая ящурка и песчаный удавчик. Характерны среднеазиатская черепаха, степная агама, пестрая и сетчатая круглоголовки, пустынный гологлаз стрела-змея, песчаный и восточный удавчики.

В глинистой полынно-боялычевой пустыне с участками такыров и глинистых обнажений наиболее многочисленны серый и малый жаворонки. Обычны: каменка-плясунья, пустынная каменка, двупятнистый и рогатый жаворонки, желчная овсянка, чернобрюхий и белобрюхий рябки, саджа, черный стриж и полевой конек. Гораздо разнообразнее население птиц на разливах у артезианских скважин и на прилегающих к ним участках пустыни. Вторая по количеству видов группа млекопитающих – хищные. В исследуемом районе встречается 7 видов, из них 5 видов могут использоваться как объекты охотничьего промысла (волк, корсак, лисица, ласка и степной хорек). В периоды развития эфемерной растительности в пустынях особенно много встречается насекомых. Среди них преобладают двукрылые, перепончатокрылые, прямокрылые, паукообразные (фаланги, скорпионы, тарантулы, каракурты) и др.

3 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА

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

Месторождение Жанаталап находится в Исатайском районе Атырауской области Республики Казахстан. В данном разделе рассматриваются социально-экономические факторы указанного района и области в целом на основе данных Агентства РК по статистике и Атырауского областного управления статистики.

Атырауская область находится в западной части РК, граничит на севере с Западно-Атырауская область находится в западной части РК, граничит на севере с Западно-Казахстанской областью, на востоке с Актюбинской, на юго-востоке с Мангистауской, на западе с Астраханской областью Российской Федерации, на юге и юго-востоке омывается водами Каспийского моря. Область находится, в основном, в пределах обширной Прикаспийской низменности. Площадь территории области равна 118,6 тыс. км². Протяженность границы с севера на юг – 350 км, с востока на запад – более 600 км. Расстояние от Атырау до Астаны – 1810 км. В области имеется 7 районов, 2 города (1 город районного подчинения) и 176 сельских населенных пунктов, в том числе 6 поселков.

Численность населения определяется при переписи. В период между переписями данные о численности и возрастно-половым составе населения получают расчетным путем, опираясь на данные переписи и текущего учета движения населения.

Численность и миграция населения.

Численность населения Атырауской области на 1 декабря 2024г. составила 710,2 тыс. человек, в том числе 390,7 тыс. человек (55%) – городских, 319,5 тыс. человек (45%) – сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-ноябре 2024г. составил 10572 человека (в соответствующем периоде предыдущего года – 12020 человек).

За январь-ноябрь 2024г. число родившихся составило 13891 человек (на 8,3% меньше чем в январе-ноябре 2023г.), число умерших составило 3319 человек (на 5,8% больше чем в январе-ноябре 2023г.).

Сальдо миграции составило – -4373 человека (в январе-ноябре 2023г. – -1919 человек), в том числе во внешней миграции – 582 человека (441), во внутренней – -4955 человек (-2360).

Таблица 3.1 - Общие коэффициенты естественного движения населения за январь-декабрь 2024 года

	Естественный прирост	Рождаемость	Смертность	Младенческая смертность*	Брачность	Разводимость
Все население						
Атырауская область	16,24	21,43	5,19	6,86	5,74	1,61
Атырауская г.а.	16,62	21,44	4,82	6,26	6,37	1,91
Жылыойский район	18,72	23,57	4,85	8,40	5,49	1,63
Индерский район	12,35	18,80	6,45	8,13	4,10	0,79
Исатайский район	14,46	20,13	5,67	7,56	4,98	1,03
Курмангазинский район	13,42	20,26	6,84	9,74	4,72	1,04
Кызылкугинский район	17,68	23,46	5,78	2,77	4,67	1,04
Макатский район	16,27	21,58	5,31	7,84	5,24	0,95
Махамбетский район	13,17	18,92	5,75	7,27	3,65	1,14
Городское население						
Атырауская область	15,59	20,71	5,12	7,17	6,12	1,95
Атырауская г.а.	14,92	20,11	5,19	6,58	6,28	2,00
Жылыойский район	18,86	23,64	4,78	9,65	5,33	1,73

Сельское население						
Атырауская область	17,05	22,32	5,27	6,50	5,27	1,19
Атырауская г.а.	22,61	26,11	3,50	5,37	6,66	1,58
Жылыойский район	18,24	23,31	5,07	4,26	6,01	1,29
Индерский район	12,35	18,80	6,45	8,13	4,10	0,79
Исатайский район	14,46	20,13	5,67	7,56	4,98	1,03
Курмангазинский район	13,42	20,26	6,84	9,74	4,72	1,04
Кзылкугинский район	17,68	23,46	5,78	2,77	4,67	1,04
Макатский район	16,27	21,58	5,31	7,84	5,24	0,95
Махамбетский район	13,17	18,92	5,75	7,27	3,65	1,14

Отраслевая статистика

Объем промышленного производства в январе-декабре 2024г. составил 10509011 млн. тенге в действующих ценах, что на 3,7% меньше, чем в январе-декабре 2023г.

В горнодобывающей промышленности объемы производства снизились на 4,4%, в обрабатывающей промышленности возрасли на 1,3%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - на 13,3%, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений - на 12,9%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского хозяйства в январе-декабре 2024г. составил 114763,7 млн.тенге или 100,7% к 2023г.

Объем грузооборота в январе-декабре 2024г. составил 46409,5 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 104,4% к январю-декабрю 2023г.

Объем пассажирооборота – 5503 млн.пкм, или 113,3% к январю-декабрю 2023г.

Объем строительных работ (услуг) составил 837199 млн.тенге, или 65,1% к 2023г.

В январе-декабре 2024г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась на 1,3% и составила 751,3 тыс.кв.м. При этом, общая площадь введенных в эксплуатацию индивидуальных жилых домов уменьшилась на 2,5% (472,9 тыс. кв.м.).

Объем инвестиций в основной капитал в январе-декабре 2024г. составил 2173102 млн.тенге, или 71,9% к 2023г.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 января 2025г. составило 14524 единиц и уменьшилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 0,7%, из них 14127 единиц с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 11372 единицы, среди которых 10975 единиц – малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 12469 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года на 1%.

Таблица 3.2 Количество действующих субъектов малого и среднего предпринимательства по районам

	Всего	В том числе			
		юридические лица малого предпринимательства	юридические лица среднего предпринимательства	индивидуальные предприниматели	крестьянские или фермерские хозяйства
Всего	63 565	9 541	119	49 848	4 057
Атырау г.а.	45 261	8 334	102	35 946	879
Жылыойский	6 538	675	9	5 404	450
Индерский	2 059	116	2	1 485	456
Исатайский	1 681	107	-	1 204	370
Курмангазинский	2 828	113	4	2 041	670
Кзылкогинский	1 725	47	-	1 124	554

Макатский	1 658	74	1	1 486	97
Махамбетский	1 815	75	1	1 158	581

Труд и доходы

Численность безработных в III квартале 2024г. составила 17971 человек. Уровень безработицы составил 4,9% к численности рабочей силы. Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 января 2025г. составила 9800 человек, или 2,6% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в III квартале 2024г. составила 630894 тенге, прирост к III кварталу 2023г. составил 4,7%. Индекс реальной заработной платы в III квартале 2024г. составил 96,1%.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в III квартале 2024г. составили 336743 тенге, что на 4,8% выше, чем в III квартале 2023г., реальные денежные доходы за указанный период уменьшились на 3,9%.

Таблица 3.3 Основные индикаторы рынка труда Атырауской области в IV квартале 2024 года

	Все население	В том числе		Население в трудоспособном возрасте	В том числе	
		мужчины	женщины		мужчины	женщины
Все население						
Рабочая сила, человек	364 190	182 706	181 484	344 664	174 809	169 855
Доля рабочей силы в численности населения, в процентах	78,3	81,3	75,5	92,4	92,8	91,9
Занятое население, человек	346 713	174 009	172 704	327 216	166 112	161 104
Уровень занятости, в процентах к:						
населению в возрасте 15 лет и старше	74,5	77,4	71,9	87,7	88,2	87,2
численности рабочей силы	95,2	95,2	95,2	94,9	95	94,8
Безработное население, человек	17 477	8 697	8 780	17 448	8 697	8 751
Уровень безработицы, в процентах	4,8	4,8	4,8	5,1	5	5,2
Уровень молодежной безработицы, в процентах (в возрасте 15-34 лет) ¹⁾	2,6	4,5	0,6	2,6	4,5	0,6
Уровень долгосрочной безработицы, в процентах	1,9	3	0,7	2	3,2	0,7
Лица, не входящие в состав рабочей силы, человек	100 916	42 109	58 807	28 536	13 625	14 911
Доля лиц, не входящих в состав рабочей силы в численности населения, в процентах	21,7	18,7	24,5	7,6	7,2	8,1
Городское население						
Рабочая сила, человек	211 923	102 542	109 381	195 297	96 092	99 205
Доля рабочей силы в численности населения, в процентах	82,6	85,6	79,9	94,1	94,4	93,9
Занятое население, человек	201 964	98 912	103 052	185 338	92 462	92 876
Уровень занятости, в процентах к:						
населению в возрасте 15 лет и старше	78,7	82,6	75,3	89,3	90,8	87,9
численности рабочей силы	95,3	96,5	94,2	94,9	96,2	93,6
Безработное население, человек	9 959	3 630	6 329	9 959	3 630	6 329
Уровень безработицы, в процентах	4,7	3,5	5,8	5,1	3,8	6,4

Уровень молодежной безработицы, в процентах (в возрасте 15-34 лет) ¹⁾	-	-	-	-	-	-
Уровень долгосрочной безработицы, в процентах	1,2	1,9	0,5	1,3	2	0,6
Лица, не входящие в состав рабочей силы, человек	44 763	17 268	27 495	12 223	5 727	6 496
Доля лиц, не входящих в состав рабочей силы в численности населения, в процентах	17,4	14,4	20,1	5,9	5,6	6,1
Сельское население						
Рабочая сила, человек	152 267	80 164	72 103	149 367	78 717	70 650
Доля рабочей силы в численности населения, в процентах	73,1	76,3	69,7	90,2	90,9	89,4
Занятое население, человек	144 749	75 097	69 652	141 878	73 650	68 228
Уровень занятости, в процентах к:						
населению в возрасте 15 лет и старше	69,5	71,5	67,4	85,6	85	86,3
численности рабочей силы	95,1	93,7	96,6	95	93,6	96,6
Безработное население, человек	7 518	5 067	2 451	7 489	5 067	2 422
Уровень безработицы, в процентах	4,9	6,3	3,4	5	6,4	3,4
Уровень молодежной безработицы, в процентах (в возрасте 15-34 лет) ¹⁾	6,2	10,3	1,4	6,2	10,3	1,4
Уровень долгосрочной безработицы, в процентах	2,8	4,5	0,9	2,9	4,6	0,9
Лица, не входящие в состав рабочей силы, человек	56 153	24 841	31 312	16 313	7 898	8 415
Доля лиц, не входящих в состав рабочей силы в численности населения, в процентах	26,9	23,7	30,3	9,8	9,1	10,6

Экономика

Объем валового регионального продукта за январь-сентябрь 2024г. (по оперативным данным) составил в текущих ценах 9864759,3 млн. тенге. По сравнению с январем-сентябрем 2023г. реальный ВРП составил 95,1%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 57,5%, услуг – 33,9%.

Индекс потребительских цен в декабре 2024г. по сравнению с декабрем 2023г. составил 108,1%.

Цены на платные услуги для населения выросли на 10,7%, непродовольственные товары - на 9,3%, продовольственные товары - на 5,9%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в декабре 2024г. по сравнению с декабрем 2023г. повысились на 2,7%.

Объем розничной торговли в январе-декабре 2024г. составил 543527,2 млн. тенге, или на 9% больше соответствующего периода 2023г.

Объем оптовой торговли в январе-декабре 2024г. составил 6620932,7 млн. тенге, или 87,5% к соответствующему периоду 2023г.

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

4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

4.1 Инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу

Данный отчет представляет собой отчет к проекту «Дополнение проект разработки месторождения Жанаталап» расположенный в Атырауской 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 атмосферу из резервуаров. Астана, 2005 г.;
- Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996г.;

I объект (Участок Основной Жанаталап)

Первый вариант является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки согласно «Проекту разработки...» 2022г, что включает в себя перевод скважин между объектами и дополнительный прострел.

Во втором варианте (рекомендуемый) разработки предусматривается проведение всех мероприятий, запланированных в первом варианте. В дополнение к запланированным мероприятиям по первому варианту, предусматриваются дополнительные ГТМ по проведению ГРП, переводу между объектами и дострелу ранее невовлеченных горизонтов.

II объект (Участок Основной Жанаталап)

Первый вариант является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки согласно «Проекту разработки...» 2022г, в том числе дополнительные прострелы.

Во втором варианте (рекомендуемый) разработки предусматривается проведение всех мероприятий, запланированных в первом варианте. В дополнение к запланированным мероприятиям по первому варианту, предусматривается проведение ГРП и мероприятия по дострелу невовлеченных продуктивных зон.

III объект (Участок Северное крыло)

Первый вариант является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки согласно «Проекту разработки...» 2022г проведением ГТМ по переводу скважин между объектами. Разработка данного объекта планируется на естественном водонапорном режиме.

Во втором варианте (рекомендуемый) разработки предусматривается проведение всех мероприятий, запланированных в первом варианте и дополнительный перевод добывающей скважины. Разработка данного объекта планируется на естественном водонапорном режиме.

IV объект (Участок Северное крыло)

Первый вариант является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки согласно «Проекту разработки...» 2022г с бурением 1 вертикальной скважины.

Во втором варианте (рекомендуемый) разработки предусматривается проведение ГРП.

В целом по месторождению

Первый вариант является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки согласно «Проекту разработки...» 2022г с бурением оставшейся 1 вертикальной скважины, перевод скважин между объектами и дополнительный прострел.

Таблица 4.1 – Программа проведения ГТМ согласно 1 варианту

№ скв.	Объект	Год	Проектный среднесуточный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
200	II	2025	2	Вывод из БД
97	I	2025	1,3	Дострел
145	I	2025	1,2	Дострел
180	I	2026	1,4	Дострел
146	I	2026	1,3	Дострел
251	I	2027	2,3	Перевод скважины со II объекта
171	II	2027	1,2	Дострел
262	II	2027	1,1	Дострел
173	II	2027	1,1	Дострел
301	I	2029	2	Перевод скважины со II объекта
147	I	2030	2	Перевод скважины со II объекта
188	I	2030	2,2	Перевод скважины со II объекта
165	I	2032	2,3	Перевод скважины со II объекта
266	I	2032	2,2	Перевод скважины со II объекта
186	I	2032	2	Перевод скважины со II объекта
183	I	2033	2,3	Перевод скважины со II объекта
265	I	2036	2,3	Перевод скважины со II объекта
148	I	2037	2	Перевод скважины со II объекта
136	I	2039	2,1	Перевод скважины со II объекта
172	I	2045	2	Перевод скважины со II объекта
142	III	2050	2,1	Перевод скважины с IV объекта

Таблица 4.2– Программа проведения ГТМ согласно рекомендуемому 2 варианту

№ скв.	Объект	Год	Проектный среднесуточный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
173	I	2025	1,3	Дострел
145	I	2025	1,2	Дострел
105	I	2025	2	ОВП
200	II	2025	2	Вывод из БД
200	II	2025	3	ГРП
38	II	2025	2	Дострел
267	II	2025	1,1	Дострел
215	III	2025	1,5	Перевод скважины с IV объекта
113	III	2025	3,8	Вывод из БД
287	IV	2025	3	ГРП
97	I	2026	1,2	Дострел
146	I	2026	1,3	Дострел
268	I	2026	1,4	Дострел
199	I	2026	1,4	Дострел
180	I	2026	1,4	Дострел
145	I	2026	2,2	ОВП
199	I	2027	3	ГРП

154	I	2027	3	ГРП
189	I	2027	1,3	Дострел
144	I	2027	2,2	ОВП
251	I	2027	2,3	Перевод скважины со II объекта
171	II	2027	1,2	Дострел
262	II	2027	1,1	Дострел
174	II	2027	1,2	Дострел
192	II	2027	1,1	Дострел
135	II	2027	1,4	Дострел
198	II	2027	1,4	Дострел
263	II	2027	1,3	Дострел
223	IV	2027	2,2	ОВП
193	I	2028	1,2	Дострел
152	I	2028	1,2	Дострел
30	I	2028	1,1	Дострел
206	II	2028	1,2	Дострел
301	I	2029	2	Перевод скважины со II объекта
147	I	2030	2	Перевод скважины со II объекта
188	I	2030	2,2	Перевод скважины со II объекта
260	II	2030	1,1	Дострел
141	IV	2030	3	ГРП
222	IV	2030	2,5	ГРП
271	IV	2030	3	ГРП
165	I	2032	2,3	Перевод скважины со II объекта
266	I	2032	2,2	Перевод скважины со II объекта
186	I	2032	2	Перевод скважины со II объекта
183	I	2033	2,3	Перевод скважины со II объекта
214	III	2034	2,2	Перевод скважины с IV объекта
265	I	2036	2,3	Перевод скважины со II объекта
148	I	2037	2	Перевод скважины со II объекта
136	I	2039	2,1	Перевод скважины со II объекта
172	I	2045	2	Перевод скважины со II объекта
142	III	2050	2,1	Перевод скважины с IV объекта

Таблица 4.3 – Расчет продолжительности бурения для резервной скважины №700

Наименование работ	Время, сут.
Расчет продолжительности бурения вертикальной скважины глубиной 700м	
Подготовительные работы к бурению	2,0
Подготовка площадки, мобилизация БУ	5,0
Бурение и крепление скважины(крепление), в том числе:	11,42
бурение	6,52
крепление	4,9
Освоение объектов в колонне	7,0
Строительно-монтажные работы	5,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	30,42

Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении Жанаталап более полно отвечает буровая установка ZJ-20. На данной буровой установке возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора.

4.2 Стационарные источники загрязнения

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

При строительстве новых скважин используется буровая установка ZJ-20.

Примечание: при разработке технического проекта на строительство скважин

возможно будут изменены марка буровой установок, согласно Единых правил рационального и комплексного использования недр.

Возможными стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при бурении скважины являются источники в количестве 35 источников из них: 12 организованных, 23 неорганизованных.

Технологический процесс при эксплуатации месторождения по контрактной территории АО «Эмбаунайгаз» по всем вариантам разработки происходит одинаково.

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

Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются:

Организованные источники:

- Источник №0001, Печь ПТ-16/150М;
- Источник №0002, ДЭС ГСФ-100 БК-У21М
- Источник №0003, Котельная КДВ-201 Navien Ace 16К
- Источник №0005, Котельная КДВ-201 Jaguar JTV 24 (H-RU)
- Источник №0006-0007, Печи подогрева, ПТ-16/150
- Источник №0008-0010, Резервуары
- Источник №0011, Электроснабжение (ДЭС) ДГ-200, 200кВт
- Источник №0012, Факельная установка Дежурная горелка;
- Источник №0013, Факельная установка (ТО и ТР ГС Жанаталап);
- Источник №0014, Котель Escoflam, BLU 1000.1 PAB TL
- Источник №0015, Котель Escoflam, BLU 1000.1 PAB TL

Неорганизованные источники:

- Источник №6001-6122, Скважины;
2025г – по 123 скважин;
2026 – по 119 скважин;
2027г – по 117 скважин;
2028г – по 115 скважин;
2029г – по 115 скважин;
2020г – по 114 скважин;
2031г – по 114 скважин;
2032г – по 114 скважин;
2033г – по 113 скважин;
2034г – по 112 скважин;
- Источник №6122-6244, Дренажная емкость на устье скважин;
- Источник №6245, Сварочный пост ТДМ-502;;
- Источник №6246, Пост газорезки;
- Источник №6247-6252, ГЗУ Б40-14-500 4 шт МЕРА;
- Источник №6253-6256, Дренажная емкость на ГЗУ
- Источник №6257-6259, Насосы ЦНС/180/170 -1шт , ЦНС-180/128– 1 шт., НБ-125 – 1 шт;
- Источник №6260, НВ 50/50 ;
- Источник №6261-6262, Дренажная емкость ЕП-16, ЕП-40, ДЕ –V= 3м³, ДЕ - 50 м³;
- Источник №6263, Отстойник ОБН-3000
- Источник №6264, Нефтегазосепаратор (НГС);
- Источник №6265, Газосепаратор (ГС)
- Источник №6266, Электроснабжение ДЭС
- Источник №6267, Емкости технологические ЕТО-25м³;

- Источник №6268, Межпромысловый трубопровод (нефтепровод);
- Источник №6269-6271, ГРПШ;
- Источник №6272, Расчет выбросов ВВ через неплотности ФС, ЗРА, ПК;
Мест. Северный Жанаталап
- Источник №6273-6276, ГЗУ Б40-14-500
- Источник №6277-6278, Дренажная емкость на ГЗУ
- Источник №6279, Насос для нефти (НБ-50/50)
- Источник №6280-6288, Мультифазные насосы
- Источник №6289, Дренажная емкость ЕП-12,5
- Источник №6290, Печь подогрева нефти ПТ-16/150 (16 форсунок)
- Источник №6291, Печи подогрева, ПТ-16/150
- Источник №6292, Электроснабжение ДЭС
- Источник №6293, Воздухоотопительная установка ГНВТ-250

Организованные источники:

- Источник №0016-0017, Буферные емкости для нефти
- Источник №0018, Факельная установка (дежурная горелка)
- Источник №0019 Факельная установка (ТОиТР ГС м/р Жанаталап)
- Источник №0020, Факельная установка (ТОиТР на УПП С.Балгимбаев)

Неорганизованные источники:

- Источник №6294-6295, Нефтегазосепаратор (НГС-0,6-1200), $V=6,3 \text{ м}^3$
- Источник №6296-6297, Газосепаратор (ГС-1-2,5-600), $V=0,27 \text{ м}^3$
- Источник №6298-6299, Насосы ЦНСН 180-85
- Источник №6300-6301, Насосы НБ-125
- Источник №6302-6203, Дренажная емкость $V-16\text{м}^3$, $V-8\text{м}^3$;
- Источник №6305, Отстойник 16м^3 (НГС)
- Источник №6306, Продувочная свеча ДУ-50
- Источник №6307, Узел учета нефти
- Источник №6308, Газопровод от СП до УПН
- Источник №6309, Внутрпромысловый трубопровод
- Источник №6310, Расчет выбросов ВВ через неплотности ФС, ЗРА, ПК
- Источник №6311, Дренажная емкость 2 м^3
- Источник №6312, Конденсатосборник
- Источник №6313, Пробоотборник

Стационарных источников загрязнения при эксплуатации месторождения 333 источников из них организованных – 20, неорганизованных – 313.

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.

4.3 Предварительные расчеты по вариантам

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

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

ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ПЕРВОМУ ВАРИАНТУ**Таблица 4.4 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при СМР, бурении и освоении вертикальной скважины**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02185	0,00315	0,07875
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00231	0,00033	0,33
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	2,09838666667	3,2048	80,12
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	2,65485266667	4,02611	67,1018333
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,34416377777	0,5235	10,47
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,8063367564	1,25906510038	25,181302
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,00029406	0,0000228	0,00285
0337	Углерод оксид		5	3		4	1,9805388889	3,1157	1,03856667
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,22806542	0,178187637	0,00356375
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,08136666667	0,123264	12,3264
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,08136666667	0,123264	12,3264
2754	Алканы C12-19		1			4	0,91797266667	1,240861	1,240861
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,31293	0,063127	1,26254
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,0073737	0,0042046	0,042046
В С Е Г О :							9,537807936	13,86558614	211,525113

Таблица 4.5 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2025г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0,02095211	0,1610112	4,02528

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	0,00039719	0,0034448	3,4448
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	1,56725809	6,80849562	170,212391
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,44342528	1,64085717	27,3476195
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,75151825	0,479134	9,58268
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,1413266007	0,7031164536	14,0623291
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,00076642562	0,02215876692	2,76984587
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	7,8220077	21,0326574	7,0108858
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,00003991	0,0005	0,1
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0,2	0,03		2	0,00010536	0,00132	0,044
0410	Метан (727*)				50		0,41767864	7,39776326	0,14795527
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		1,26747624	34,89481386	0,69789628
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,16323838	3,78602745	0,12620092
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0018581	0,049297	0,49297
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,000584	0,0154933	0,0774665
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0011679	0,0309867	0,0516445
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0,03	0,01		2	0,01272256	0,0228	2,28
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,01272256	0,0228	2,28
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)		0,00005			3	0,00026366782	0,00793516006	158,703201
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0,14123959	0,23254054	0,23254054

2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0,0000447	0,00056	0,0056
В С Е Г О :							12,76679325	77,3171268	403,695306

Таблица 4.6 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2026г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02100076	0,1409345	3,5233625
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00039993	0,0029995	2,9995
0184	Свинец и его неорганические соединения		0,001	0,0003		1	0,0000417	0,000051	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	0,88884674	16,08901321	402,22533
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,55646453	3,41853065	56,9755108
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,06652592	0,1219824	2,439648
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,205900558	2,786003144	55,7200629
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000518661	0,017197707	2,14971338
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,92458466	14,25115079	4,7503836
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,00004376	0,00046	0,092
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00012557	0,00132	0,044
0410	Метан (727*)				50		0,35977018	11,26755205	0,22535104
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,72810881	24,29692793	0,48593856
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,01041799	0,8309856	0,02769952
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0000905	0,0094089	0,094089
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,0000289	0,0030057	0,0150285
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0325568	1,0308313	1,71805217
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	3,2000000E-08	3,9000000E-08	0,039
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1716	Смесь природных меркаптанов		0,00005			3	0,000002045	0,000064199	1,28398
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,0002167	0,0068328	0,0068328
2754	Алканы C12-19		1			4	0,16379434	0,31621119	0,31621119

2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00005327	0,00056	0,0056
В С Е Г О :							3,988769836	76,1808845	541,067294

Таблица 4.7 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2027Г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02100076	0,1409345	3,5233625
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00039993	0,0029995	2,9995
0184	Свинец и его неорганические соединения		0,001	0,0003		1	0,0000417	0,000051	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	0,86982054	15,49557801	387,38945
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,55337273	3,32209745	55,3682908
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,06652592	0,1219824	2,439648
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,203945758	2,725028144	54,5005629
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000518661	0,017097707	2,13721338
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,91632186	13,99343379	4,66447793
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,00004376	0,00046	0,092
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00012557	0,00132	0,044
0410	Метан (727*)				50		0,35150738	11,00983505	0,2201967
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,72810881	24,17382793	0,48347656
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,01041799	0,7853856	0,02617952
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0000905	0,0088089	0,088089
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,0000289	0,0028057	0,0140285
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0325568	1,0304313	1,7173855
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	3,2000000E-08	3,9000000E-08	0,039
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1716	Смесь природных меркаптанов		0,00005			3	0,000002045	0,000064199	1,28398
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,0002167	0,0068328	0,0068328
2754	Алканы C12-19		1			4	0,16379434	0,31621119	0,31621119
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00005327	0,00056	0,0056
В С Е Г О :							3,948171436	75,567197	523,289485

Таблица 4.8 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2028г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02100076	0,1409345	3,5233625
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00039993	0,0029995	2,9995
0184	Свинец и его неорганические соединения		0,001	0,0003		1	0,0000417	0,000051	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	0,85749114	15,11102161	377,77554
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,55136913	3,25960705	54,3267842
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,06652592	0,1219824	2,439648
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,202582558	2,682510344	53,6502069
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000517661	0,016985107	2,12313838
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,91056026	13,81372859	4,6045762
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,00004376	0,00046	0,092
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00012557	0,00132	0,044
0410	Метан (727*)				50		0,34574578	10,83012985	0,2166026
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,72678381	24,06443523	0,4812887
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,01041799	0,7524856	0,02508285
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0000905	0,0084089	0,084089
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,0000289	0,0026057	0,0130285
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0325568	1,0302313	1,71705217
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	3,2000000E-08	3,9000000E-08	0,039
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1716	Смесь природных меркаптанов		0,00005			3	0,000002045	0,000064199	1,28398
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,0002167	0,0068328	0,0068328
2754	Алканы C12-19		1			4	0,16379434	0,31621119	0,31621119
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00005327	0,00056	0,0056
	В С Е Г О :						3,919626036	74,9607203	511,697524

Таблица 4.9 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2029г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02100076	0,1409345	3,5233625
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00039993	0,0029995	2,9995
0184	Свинец и его неорганические соединения		0,001	0,0003		1	0,0000417	0,000051	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	0,84575914	14,74509381	368,627345
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,54946273	3,20014385	53,3357308
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,06652592	0,1219824	2,439648
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,201198158	2,639333344	52,7866669
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000517661	0,016972507	2,12156337
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,90470946	13,63123719	4,54374573
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,00004376	0,00046	0,092
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00012557	0,00132	0,044
0410	Метан (727*)				50		0,33989498	10,64763845	0,21295277
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,72612091	23,95514253	0,47910285
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,01041799	0,7196856	0,02398952
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0000905	0,0080089	0,080089
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,0000289	0,0025057	0,0125285
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0325568	1,0299313	1,71655217
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	3,2000000E-08	3,9000000E-08	0,039
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1716	Смесь природных меркаптанов		0,00005			3	0,000002045	0,000064199	1,28398
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,0002167	0,0068328	0,0068328
2754	Алканы C12-19		1			4	0,16379434	0,31621119	0,31621119
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00005327	0,00056	0,0056
	В С Е Г О :						3,892238736	73,33555092	500,620401

Таблица 4.10 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2030г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02100076	0,1409345	3,5233625
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00039993	0,0029995	2,9995
0184	Свинец и его неорганические соединения		0,001	0,0003		1	0,0000417	0,000051	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	0,83766594	14,49266641	362,31666
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,54814753	3,15912425	52,6520708
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,06652592	0,1219824	2,439648
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,200183758	2,607692344	52,1538469
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000517661	0,016872507	2,10906338
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,90042186	13,49750299	4,49916766
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,00004376	0,00046	0,092
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00012557	0,00132	0,044
0410	Метан (727*)				50		0,33560738	10,51390425	0,21027809
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,72612091	23,88974253	0,47779485
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,01041799	0,6954856	0,02318285
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0000905	0,0076089	0,076089
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,0000289	0,0024057	0,0120285
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0325568	1,0297313	1,71621883
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	3,2000000E-08	3,9000000E-08	0,039
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1716	Смесь природных меркаптанов		0,00005			3	0,000002045	0,000064199	1,28398
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,0002167	0,0068328	0,0068328
2754	Алканы C12-19		1			4	0,16379434	0,31621119	0,31621119
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00005327	0,00056	0,0056
	В С Е Г О :						3,873240736	73,07722103	492,926535

Таблица 4.11 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2031г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02100076	0,1409345	3,5233625
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00039993	0,0029995	2,9995
0184	Свинец и его неорганические соединения		0,001	0,0003		1	0,0000417	0,000051	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	0,83116934	14,29003181	357,250795
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,54709193	3,12619625	52,1032708
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,06652592	0,1219824	2,439648
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,199327758	2,580995144	51,6199029
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000517661	0,016860007	2,10750088
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,89680406	13,38466479	4,46155493
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,00004376	0,00046	0,092
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00012557	0,00132	0,044
0410	Метан (727*)				50		0,33198958	10,40106605	0,20802132
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,72545881	23,81304993	0,476261
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,01041799	0,6747856	0,02249285
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0000905	0,0074089	0,074089
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,0000289	0,0023057	0,0115285
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0325568	1,0295313	1,7158855
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	3,2000000E-08	3,9000000E-08	0,039
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1716	Смесь природных меркаптанов		0,00005			3	0,000002045	0,000064199	1,28398
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,0002167	0,0068328	0,0068328
2754	Алканы C12-19		1			4	0,16379434	0,31621119	0,31621119
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00005327	0,00056	0,0056
	В С Е Г О :						3,856934836	72,09391109	486,731437

Таблица 4.12 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2032г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02100076	0,1409345	3,5233625
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00039993	0,0029995	2,9995
0184	Свинец и его неорганические соединения		0,001	0,0003		1	0,0000417	0,000051	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	0,82327334	14,04375001	351,09375
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,54580873	3,08617545	51,4362575
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,06652592	0,1219824	2,439648
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,198228758	2,546717144	50,9343429
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000517661	0,016760007	2,09500087
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,89215906	13,23978599	4,413262
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,00004376	0,00046	0,092
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00012557	0,00132	0,044
0410	Метан (727*)				50		0,32734458	10,25618725	0,20512375
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,72545881	23,74184993	0,474837
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,01041799	0,6483856	0,02161285
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0000905	0,0070089	0,070089
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,0000289	0,0022057	0,0110285
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0325568	1,0293313	1,71555217
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	3,2000000E-08	3,9000000E-08	0,039
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1716	Смесь природных меркаптанов		0,00005			3	0,000002045	0,000064199	1,28398
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,0002167	0,0068328	0,0068328
2754	Алканы C12-19		1			4	0,16379434	0,31621119	0,31621119
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00005327	0,00056	0,0056
	В С Е Г О :						3,837366636	70,7067308	479,150991

Таблица 4.13 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2033г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02100076	0,1409345	3,5233625
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00039993	0,0029995	2,9995
0184	Свинец и его неорганические соединения		0,001	0,0003		1	0,0000417	0,000051	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	0,81629094	13,82596881	345,64922
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,54467413	3,05078605	50,8464342
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,06652592	0,1219824	2,439648
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,197193358	2,514416944	50,2883389
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000517661	0,016660007	2,08250087
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,88778206	13,10326579	4,36775526
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,00004376	0,00046	0,092
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00012557	0,00132	0,044
0410	Метан (727*)				50		0,32296758	10,11966705	0,20239334
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,72545881	23,67644993	0,473529
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,01041799	0,6240856	0,02080285
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0000905	0,0067089	0,067089
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,0000289	0,0021057	0,0105285
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0325568	1,0291313	1,71521883
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	3,2000000E-08	3,9000000E-08	0,039
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1716	Смесь природных меркаптанов		0,00005			3	0,000002045	0,000064199	1,28398
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,0002167	0,0068328	0,0068328
2754	Алканы C12-19		1			4	0,16379434	0,31621119	0,31621119
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00005327	0,00056	0,0056
	В С Е Г О :						3,819460236	69,5357244	472,403945

Таблица 4.14 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2034г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
--------	-------------------------------------	------------	---------------	----------------	-------------	--------------------	---------------------------------------	--	----------------

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02100076	0,1409345	3,5233625
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00039993	0,0029995	2,9995
0184	Свинец и его неорганические соединения		0,001	0,0003		1	0,0000417	0,000051	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	0,81170734	13,68300521	342,07513
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,54392933	3,02755445	50,4592408
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,06652592	0,1219824	2,439648
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,196474758	2,492004544	49,8400909
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000516661	0,016647507	2,08093837
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,88474506	13,00853739	4,33617913
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,00004376	0,00046	0,092
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00012557	0,00132	0,044
0410	Метан (727*)				50		0,31993058	10,02493865	0,20049877
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,72479581	23,60935723	0,47218714
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,01041799	0,6069856	0,02023285
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0000905	0,0065089	0,065089
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,0000289	0,0020057	0,0100285
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0325568	1,0290313	1,71505217
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	3,2000000E-08	3,9000000E-08	0,039
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1716	Смесь природных меркаптанов		0,00005			3	0,000002045	0,000064199	1,28398
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,0002167	0,0068328	0,0068328
2754	Алканы C12-19		1			4	0,16379434	0,31621119	0,31621119
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00005327	0,00056	0,0056
	В С Е Г О :						3,806675236	68,90122214	467,954802

Таблица 4.15– Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по 1 варианту 2025-2034гг

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	2025г	2026г	2027г	2028г	2029г	2030г	2031г	2032г	2033г	2034г	Всего за 10 лет
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
123	Железо (II, III) оксиды	0,1610112	0,1610112	0,1610112	0,1610112	0,1610112	0,1610112	0,1610112	0,1610112	0,1610112	0,1610112	1,610112
143	Марганец и его соединения	0,0034448	0,0034448	0,0034448	0,0034448	0,0034448	0,0034448	0,0034448	0,0034448	0,0034448	0,0034448	0,034448

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

184	Азота (IV) диоксид	6,80849562	6,66874364	6,61016095	6,55622298	6,07727731	6,04141134	5,75056847	5,53451271	5,32487547	5,28541713	60,65768562
301	Азот (III) оксид	1,64085717	1,62529812	1,62040335	1,61626334	1,54138697	1,53680479	1,49380846	1,46411016	1,43466902	1,43330852	15,4069099
304	Углерод (Сажа,	0,479134	0,449798	0,430824	0,41185	0,399738	0,394626	0,377126	0,354928	0,335954	0,31523	3,949208
328	Сера диоксид	0,7031164536	0,6980986943	0,6965019943	0,6950363821	0,667788374	0,665874386	0,647933776	0,6335020538	0,6170991978	0,6160625817	6,641013894
330	Сероводород	0,02215876692	0,02184498692	0,02166668692	0,02147849692	0,02133009692	0,02126089692	0,02126089692	0,02093489692	0,02075019692	0,02054560692	0,213231529
333	Углерод оксид	21,0326574	20,67886596	20,46976414	20,27385177	19,81796484	19,74508468	19,35692161	18,96713367	18,57562508	18,35871324	197,2765824
337	Фтористые газообразные соединения	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,005
342	Фториды неорганические плохо растворимые	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132	0,0132
344	Метан (727*)	7,39776326	7,32999782	7,3058925	7,28664764	6,9571817	6,93414354	6,70827648	6,53491904	6,33673594	6,3218831	69,11344102
410	Смесь углеводородов предельных C1-C5	34,89481386	34,48646497	34,25654128	34,01473319	33,82846569	33,74527579	33,74527579	33,35309459	33,12325139	32,8616362	338,3095528
415	Смесь углеводородов предельных C6-C10	3,78602745	3,67583555	3,61118965	3,54213605	3,48336705	3,45251325	3,45251325	3,30705995	3,23212955	3,15572975	34,6985015
416	Бензол	0,049297	0,0478579	0,0470137	0,0461119	0,0453443	0,0449414	0,0449414	0,0430418	0,0420633	0,0410655	0,4516782
602	Диметилбензол	0,0154933	0,0150411	0,0147757	0,0144923	0,0142511	0,0141244	0,0141244	0,0135274	0,0132199	0,0129063	0,1419559
616	Метилбензол	0,0309867	0,0300821	0,0295515	0,0289846	0,0285022	0,0282489	0,0282489	0,0270549	0,0264398	0,0258126	0,2839122
621	Проп-2-ен-1-аль	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,228
703	Формальдегид	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,228
1301	Смесь природных меркаптанов /	0,00793516006	0,00793515836	0,00793514616	0,00793513406	0,00793512796	0,00793512186	0,00793512186	0,00793509756	0,00793508536	0,00793507326	0,079351227
1325	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0,23254054	0,23254054	0,23254054	0,23254054	0,23254054	0,23254054	0,23254054	0,23254054	0,23254054	0,23254054	2,3254054
1716	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,00056	0,00056	0,00056	0,00056	0,00056	0,00056	0,00056	0,00056	0,00056	0,00056	0,0056
	Всего	77,313712680	76,1808405395	75,56719713738	74,96072032308	73,33550929888	73,07722103478	72,09391109478	70,70673080828	69,53572447008	68,90122214188	731,67278952930

ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ВТОРОМУ ВАРИАНТУ**Таблица 4.16 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при СМР, бурении и освоении резервной скважины**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02185	0,00315	0,07875
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00231	0,00033	0,33
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	2,09838666667	3,2048	80,12
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	2,65485266667	4,02611	67,1018333
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,34416377777	0,5235	10,47
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,8063367564	1,25906510038	25,181302
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,00029406	0,0000228	0,00285
0337	Углерод оксид		5	3		4	1,9805388889	3,1157	1,03856667
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,22806542	0,178187637	0,00356375
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,08136666667	0,123264	12,3264
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,08136666667	0,123264	12,3264
2754	Алканы C12-19		1			4	0,91797266667	1,240861	1,240861
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70		0,15	0,05		3	0,31293	0,063127	1,26254
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,0073737	0,0042046	0,042046
	В С Е Г О :						9,537807936	13,86558614	211,525113

Таблица 4.17 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2025г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02095211	0,1610112	4,02528
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00039719	0,0034448	3,4448
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	1,80953621	7,75398989	193,849747
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	0,44709344	1,77180199	29,5300332
0328	Углерод		0,15	0,05		3	0,89798815	0,572254	11,44508
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,1467851958	0,7478906788	14,9578136

0333	Сероводород		0,008			2	0,00076974462	0,02236445692	2,79555712
0337	Углерод оксид		5	3		4	9,29959346	22,48782217	7,49594072
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,00003991	0,0005	0,1
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00010536	0,00132	0,044
0410	Метан (727*)				50		0,46725447	7,94377075	0,15887542
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		1,26826319	35,16443236	0,70328865
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,16323838	3,85508095	0,1285027
0602	Бензол		0,3	0,1		2	0,0018581	0,0501988	0,501988
0616	Диметилбензол		0,2			3	0,000584	0,0157768	0,078884
0621	Метилбензол		0,6			3	0,0011679	0,0315535	0,05258917
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,01272256	0,0228	2,28
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	0,01272256	0,0228	2,28
1716	Смесь природных меркаптанов		0,00005			3	0,00026389182	0,00793523736	158,704747
2754	Алканы C12-19		1			4	0,14123959	0,23254054	0,23254054
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (В С Е Г О :		0,3	0,1		3	0,0000447	0,00056	0,0056
							14,69262011	80,86984812	432,815267

Таблица 4.18 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2026г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02100076	0,1409345	3,5233625
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00039993	0,0029995	2,9995
0184	Свинец и его неорганические соединения		0,001	0,0003		1	0,0000417	0,000051	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	0,89756494	16,36094001	409,0235
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,55788113	3,46271885	57,7119808
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,06652592	0,1219824	2,439648
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,206745958	2,812370744	56,2474149
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000518661	0,017297707	2,16221338
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,92815766	14,36259599	4,787532
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,00004376	0,00046	0,092
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00012557	0,00132	0,044

0410	Метан (727*)				50		0,36334318	11,37899725	0,22757995
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,72810881	24,36042793	0,48720856
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,01041799	0,8545856	0,02848619
0602	Бензол (64)	0,3	0,1			2	0,0000905	0,0097089	0,097089
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2				3	0,0000289	0,0031057	0,0155285
0621	Метилбензол (349)	0,6				3	0,0325568	1,0310313	1,7183855
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	3,2000000E-08	3,9000000E-08	0,039
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01			2	0,01463874	0,0288	2,88
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01			2	0,01463874	0,0288	2,88
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00005				3	0,000002045	0,000064199	1,28398
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,0002167	0,0068328	0,0068328
2754	Алканы C12-19	1				4	0,16379434	0,31621119	0,31621119
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1			3	0,00005327	0,00056	0,0056
	В С Е Г О :						4,006896036	76,125044	549,187053

Таблица 4.19 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2027г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02100076	0,1409345	3,5233625
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00039993	0,0029995	2,9995
0184	Свинец и его неорганические соединения		0,001	0,0003		1	0,0000417	0,000051	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	0,87990814	15,81021701	395,255425
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,55501193	3,37322625	56,2204375
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,06652592	0,1219824	2,439648
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,205002358	2,757987544	55,1597509
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000518661	0,017197707	2,14971338
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,92078826	14,13274039	4,71091346
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,00004376	0,00046	0,092
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00012557	0,00132	0,044
0410	Метан (727*)				50		0,35597378	11,14914165	0,22298283
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,72810881	24,27192793	0,48543856
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,01041799	0,8216856	0,02738952
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0000905	0,0093089	0,093089

0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,0000289	0,0029057	0,0145285
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0325568	1,0307313	1,7178855
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	3,2000000E-08	3,9000000E-08	0,039
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1716	Смесь природных меркаптанов		0,00005			3	0,000002045	0,000064199	1,28398
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,0002167	0,0068328	0,0068328
2754	Алканы C12-19		1			4	0,16379434	0,31621119	0,31621119
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00005327	0,00056	0,0056
	В С Е Г О :						3,969887636	74,43718603	532,737689

Таблица 4.20 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2028г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02100076	0,1409345	3,5233625
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00039993	0,0029995	2,9995
0184	Свинец и его неорганические соединения		0,001	0,0003		1	0,0000417	0,000051	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	0,86883714	15,46490821	386,622705
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,55321293	3,31711365	55,2852275
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,06652592	0,1219824	2,439648
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,203839958	2,721732144	54,4346429
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000517661	0,017085107	2,13563837
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,91587526	13,97950319	4,6598344
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,00004376	0,00046	0,092
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00012557	0,00132	0,044
0410	Метан (727*)				50		0,35106078	10,99590445	0,21991809
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,72678381	24,19523523	0,4839047
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,01041799	0,8010856	0,02670285
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0000905	0,0090089	0,090089
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,0000289	0,0028057	0,0140285
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0325568	1,0306313	1,71771883
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	3,2000000E-08	3,9000000E-08	0,039
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88

1716	Смесь природных меркаптанов		0,00005			3	0,000002045	0,000064199	1,28398
2752	Уайт-спирит (1294*)					1	0,0002167	0,0068328	0,0068328
2754	Алканы C12-19		1			4	0,16379434	0,31621119	0,31621119
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00005327	0,00056	0,0056
	В С Е Г О :						3,944703236	74,9049242	522,370545

Таблица 4.21 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2029г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02100076	0,1409345	3,5233625
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00039993	0,0029995	2,9995
0184	Свинец и его неорганические соединения		0,001	0,0003		1	0,0000417	0,000051	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	0,85647554	15,07934181	376,983545
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,55120413	3,25445905	54,2409842
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,06652592	0,1219824	2,439648
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,202466358	2,678884744	53,5776949
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000517661	0,017072507	2,13406337
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,91006906	13,79840479	4,59946826
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,00004376	0,00046	0,092
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00012557	0,00132	0,044
0410	Метан (727*)				50		0,34525458	10,81480605	0,21629612
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,72612091	24,09364253	0,48187285
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,01041799	0,7710856	0,02570285
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0000905	0,0086089	0,086089
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,0000289	0,0027057	0,0135285
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0325568	1,0303313	1,71721883
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	3,2000000E-08	3,9000000E-08	0,039
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1716	Смесь природных меркаптанов		0,00005			3	0,000002045	0,000064199	1,28398
2752	Уайт-спирит (1294*)					1	0,0002167	0,0068328	0,0068328
2754	Алканы C12-19		1			4	0,16379434	0,31621119	0,31621119
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00005327	0,00056	0,0056

ВСЕГО:							3,916683936	73,27971321	510,756598
--------	--	--	--	--	--	--	-------------	-------------	------------

Таблица 4.22 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2030г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02100076	0,1409345	3,5233625
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00039993	0,0029995	2,9995
0184	Свинец и его неорганические соединения		0,001	0,0003		1	0,0000417	0,000051	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	0,84697494	14,78301801	369,57545
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,54966033	3,20630645	53,4384408
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,06652592	0,1219824	2,439648
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,201346158	2,643947744	52,8789549
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000517661	0,016972507	2,12156337
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,90533466	13,65073999	4,55024666
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,00004376	0,00046	0,092
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00012557	0,00132	0,044
0410	Метан (727*)				50		0,34052018	10,66714125	0,21334283
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,72612091	24,01664253	0,48033285
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,01041799	0,7425856	0,02475285
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0000905	0,0083089	0,083089
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,0000289	0,0026057	0,0130285
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0325568	1,0301313	1,7168855
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	3,2000000E-08	3,9000000E-08	0,039
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1716	Смесь природных меркаптанов		0,00005			3	0,000002045	0,000064199	1,28398
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,0002167	0,0068328	0,0068328
2754	Алканы C12-19		1			4	0,16379434	0,31621119	0,31621119
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00005327	0,00056	0,0056
	ВСЕГО:						3,895050536	73,02142506	501,776222

Таблица 4.23 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2031г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02100076	0,1409345	3,5233625
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00039993	0,0029995	2,9995
0184	Свинец и его неорганические соединения		0,001	0,0003		1	0,0000417	0,000051	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	0,83939994	14,54674781	363,668695
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,54842933	3,16791265	52,7985442
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,06652592	0,1219824	2,439648
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,200405758	2,614613744	52,2922749
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000517661	0,016960007	2,12000087
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,90135966	13,52675739	4,50891913
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,00004376	0,00046	0,092
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00012557	0,00132	0,044
0410	Метан (727*)				50		0,33654518	10,54315865	0,21086317
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,72545881	23,93034993	0,478607
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,01041799	0,7182856	0,02394285
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0000905	0,0079089	0,079089
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,0000289	0,0025057	0,0125285
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0325568	1,0299313	1,71655217
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	3,2000000E-08	3,9000000E-08	0,039
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1716	Смесь природных меркаптанов		0,00005			3	0,000002045	0,000064199	1,28398
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,0002167	0,0068328	0,0068328
2754	Алканы C12-19		1			4	0,16379434	0,31621119	0,31621119
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00005327	0,00056	0,0056
	В С Е Г О :						3,876692036	71,67943915	494,590151

Таблица 4.24 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2032г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02100076	0,1409345	3,5233625
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00039993	0,0029995	2,9995
0184	Свинец и его неорганические соединения		0,001	0,0003		1	0,0000417	0,000051	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	0,83046614	14,26810161	356,70254
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,54697773	3,12263265	52,0438775
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,06652592	0,1219824	2,439648
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,199232758	2,578028744	51,5605749
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000517661	0,016860007	2,10750088
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,89640206	13,37212719	4,45737573
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,00004376	0,00046	0,092
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00012557	0,00132	0,044
0410	Метан (727*)				50		0,33158758	10,38852845	0,20777057
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,72545881	23,85344993	0,477069
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,01041799	0,6897856	0,02299285
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0000905	0,0076089	0,076089
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,0000289	0,0024057	0,0120285
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0325568	1,0297313	1,71621883
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	3,2000000E-08	3,9000000E-08	0,039
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1716	Смесь природных меркаптанов		0,00005			3	0,000002045	0,000064199	1,28398
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,0002167	0,0068328	0,0068328
2754	Алканы C12-19		1			4	0,16379434	0,31621119	0,31621119
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00005327	0,00056	0,0056
	В С Е Г О :						3,855218436	70,6509332	486,064172

Таблица 4.25 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2033г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02100076	0,1409345	3,5233625
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00039993	0,0029995	2,9995
0184	Свинец и его неорганические соединения		0,001	0,0003		1	0,0000417	0,000051	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	0,82254034	14,02089201	350,5223
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,54568973	3,08246105	51,3743508

0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,06652592	0,1219824	2,439648
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,198123158	2,543421344	50,8684269
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000517661	0,016760007	2,09500087
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,89171246	13,22585539	4,40861846
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,00004376	0,00046	0,092
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00012557	0,00132	0,044
0410	Метан (727*)				50		0,32689798	10,24225665	0,20484513
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,72545881	23,77844993	0,475569
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,01041799	0,6618856	0,02206285
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0000905	0,0072089	0,072089
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,0000289	0,0023057	0,0115285
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0325568	1,0294313	1,71571883
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	3,2000000E-08	3,9000000E-08	0,039
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1716	Смесь природных меркаптанов		0,00005			3	0,000002045	0,000064199	1,28398
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,0002167	0,0068328	0,0068328
2754	Алканы C12-19		1			4	0,16379434	0,31621119	0,31621119
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00005327	0,00056	0,0056
	В С Е Г О :						3,835515836	69,47992831	478,450645

Таблица 4.26 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2034г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02100076	0,1409345	3,5233625
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00039993	0,0029995	2,9995
0184	Свинец и его неорганические соединения		0,001	0,0003		1	0,0000417	0,000051	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	0,81726114	13,85623141	346,405785
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,54483193	3,05570365	50,9283942
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,06652592	0,1219824	2,439648
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,197341158	2,519031344	50,3806269
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000516661	0,016747507	2,09343838
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,88840746	13,12276859	4,3742562
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,00004376	0,00046	0,092

0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00012557	0,00132	0,044
0410	Метан (727*)				50		0,32359298	10,13916985	0,2027834
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,72479581	23,70365723	0,47407314
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,01041799	0,6419856	0,02139952
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0000905	0,0069089	0,069089
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,0000289	0,0022057	0,0110285
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0325568	1,0293313	1,71555217
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	3,2000000E-08	3,9000000E-08	0,039
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,01463874	0,0288	2,88
1716	Смесь природных меркаптанов		0,00005			3	0,000002045	0,000064199	1,28398
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,0002167	0,0068328	0,0068328
2754	Алканы C12-19		1			4	0,16379434	0,31621119	0,31621119
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00005327	0,00056	0,0056
В С Е Г О :							3,821322836	68,845428896	473,356561

Таблица 4.27– Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по II варианту 2025-2034гг

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	2025г	2026г	2027г	2028г	2029г	2030г	2031г	2032г	2033г	2034г	Всего за 10 лет
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
123	Железо (II, III) оксиды	0,1610112	0,1610112	0,1610112	0,1610112	0,1610112	0,1610112	0,1610112	0,1610112	0,1610112	0,1610112	1,610112
143	Марганец и его соединения	0,0034448	0,0034448	0,0034448	0,0034448	0,0034448	0,0034448	0,0034448	0,0034448	0,0034448	0,0034448	0,034448
184	Азота (IV) диоксид	6,80849562	6,66874364	6,61016095	6,55622298	6,07727731	6,04141134	5,75056847	5,53451271	5,32487547	5,28541713	60,6576856
301	Азот (II) оксид	1,64085717	1,62529812	1,62040335	1,61626334	1,54138697	1,53680479	1,49380846	1,46411016	1,43466902	1,43330852	15,4069099
304	Углерод (Сажа,	0,479134	0,449798	0,430824	0,41185	0,399738	0,394626	0,377126	0,354928	0,335954	0,31523	3,949208
328	Сера диоксид	0,7031164536	0,6980986943	0,6965019943	0,6950363821	0,667788374	0,665874386	0,647933776	0,6335020538	0,6170991978	0,6160625817	6,64101389
330	Сероводород	0,0221587669	0,0218449869	0,0216666869	0,0214784969	0,0213300969	0,0212608969	0,0212608969	0,0209348969	0,0207501969	0,0205456069	0,21323152
333	Углерод оксид	21,0326574	20,67886596	20,46976414	20,27385177	19,81796484	19,74508468	19,35692161	18,96713367	18,57562508	18,35871324	197,276582
337	Фтористые газообразные соединения	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,005
342	Фториды неорганические плохо растворимые	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132	0,0132
344	Метан	7,39776326	7,32999782	7,3058925	7,28664764	6,9571817	6,93414354	6,70827648	6,53491904	6,33673594	6,3218831	69,1134410

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

410	Смесь углеводородов предельных C1-C5	34,89481386	34,48646497	34,25654128	34,01473319	33,82846569	33,74527579	33,74527579	33,35309459	33,12325139	32,8616362	338,309552
415	Смесь углеводородов предельных C6-C10	3,78602745	3,67583555	3,61118965	3,54213605	3,48336705	3,45251325	3,45251325	3,30705995	3,23212955	3,15572975	34,6985015
416	Бензол	0,049297	0,0478579	0,0470137	0,0461119	0,0453443	0,0449414	0,0449414	0,0430418	0,0420633	0,0410655	0,4516782
602	Диметилбензол	0,0154933	0,0150411	0,0147757	0,0144923	0,0142511	0,0141244	0,0141244	0,0135274	0,0132199	0,0129063	0,1419559
616	Метилбензол	0,0309867	0,0300821	0,0295515	0,0289846	0,0285022	0,0282489	0,0282489	0,0270549	0,0264398	0,0258126	0,2839122
621	Проп-2-ен-1-аль	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,228
703	Формальдегид	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,228
1301	Смесь природных меркаптанов	0,00793516006	0,00793515836	0,007935146	0,007935134	0,007935127	0,007935121	0,007935121	0,007935097	0,007935085	0,007935073	0,07935122
1325	Алканы C12-19	0,23254054	0,23254054	0,23254054	0,23254054	0,23254054	0,23254054	0,23254054	0,23254054	0,23254054	0,23254054	2,3254054
1716	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,00056	0,00056	0,00056	0,00056	0,00056	0,00056	0,00056	0,00056	0,00056	0,00056	0,0056
Всего		80,869842	76,125044	74,4371862	74,904924	73,2797132	73,02142506	71,67943915	70,65093321	69,47992831	68,845428896	733,29386

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

по I варианту :

при строительстве вертикальной скважины - *13,86558614 т/год;*

При эксплуатации

- на 2025г - *77.3171268 т/год;*
- на 2026г - *76.1808405 т/год;*
- на 2027г - *75.567197 т/год;*
- на 2028г - *74.9607203т/год;*
- на 2029г - *73.33555092т/год;*
- на 2030г - *73.07722103т/год;*
- на 2031г - *72.09391109 т/год;*
- на 2032г - *70,706730808 т/год;*
- на 2033г - *69,5357244 т/год;*
- на 2034г - *68,90122214т/год.*

по II варианту:

при строительстве 1 резервной скважины - *13,86558614т/год.*

при строительстве 3 резервных скважин – *41,59675842 т/год.*

При эксплуатации

- на 2025г - *80,869842 т/год;*
- на 2026г - *76,12504446т/год;*
- на 2027г - *74,43718602т/год;*
- на 2028г - *74,9049242т/год;*
- на 2029г - *73,27971321т/год;*
- на 2030г - *73,02142506т/год;*
- на 2031г - *71,67943915т/год;*
- на 2032г - *70,65093321т/год;*
- на 2033г - *69,47992831т/год;*
- на 2034г - *68,845428896т/год.*

4.4 Анализ возможных вариантов осуществления намечаемой деятельности

При составлении проекта анализировались: проектный уровень добычи нефти, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические, экологические показатели.

С целью обоснования наиболее оптимального значения КИН и расчета прогнозных технологических показателей рассмотрены 2 варианта разработки.

При реализации I вариант разработки проект будет экономически нерентабельным, в местный бюджет не будет поступлений, как планируется при реализации II рекомендуемого варианта, а это в свою очередь будет отражаться в решении социальных вопросов региона.

Поскольку территория промышленной площадки относится к рабочей зоне и расчетные уровни загрязнения ниже нормативных требований к воздуху рабочей зоны, то можно считать, что выбросы от оборудования не приводят к сверхнормативному загрязнению атмосферного воздуха окружающей среды.

Концентрации загрязняющих веществ на территории вахтового поселка в пределах нормативных требований к предельно-допустимым концентрациям в рабочей зоне.

Таким образом, с точки зрения социальных и экономических вопросов, наиболее оптимальным является рекомендуемый II вариант разработки, где планируется бурение 1 вертикальной скважины, переводы между объектами и ремонтно-изоляционные работы.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха при аварийных ситуациях:

- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- полная герметизация всей системы сбора и транспортировки нефти;
- соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех частей системы нефтедобычи;
- установка перепускных газовых клапанов в устьевой арматуре скважин;
- автоматизация технологического процесса, предупреждающая аварийный ситуации.

Считаем, что принятые проектные решения достаточны для уменьшения вероятности возникновения аварийных ситуаций.

Мероприятия по пылеподавлению

В промышленной практике применяются такие способы снижения концентрации пылевых частиц в воздухе:

- увлажнение и орошение специальными жидкостями источников пылеобразования;
- защита объектов, где проводятся буровые и строительные работы, от воздействия ветра;
- отказ от проведения взрывных работ при сильном ветре и дополнительное увлажнение;
- дополнительное использование технологии брикетирования пылевых частиц (при бурении скважин);
- при проведении экскаваторных работ – минимальная высота выгрузки породы, дополнительное увлажнение, применение пылеулавливающей техники;
- замена изношенного дорожного покрытия или регулярное орошение поврежденных участков, где образуется пыль;
- при проведении разгрузочных работ – выгрузка в защищенном от ветра месте, дополнительное увлажнение породы, использование современных очистительных сооружений.

Пылеподавляющие системы должны соответствовать в полной мере техническим требованиям и экологическим параметрам, чтобы обеспечить:

- качественный контроль объемов пылеобразования и повышение безопасности промышленной деятельности за счет улучшения видимости;
- кумулятивный эффект накопления влаги в земельных слоях;
- оптимизация работы оборудования и трудовых ресурсов в сторону снижения затрат;
- экологическая безопасность пылеподавляющих составов.

4.5 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 4.28 приведены метеорологические характеристики, полученные с РГП «Казгидромет».

Таблица 4.28 - Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Средняя максимальная температура наружного воздуха самого жаркого месяца (июль)°С	+35,1
Средняя минимальная температура наружного воздуха самого холодного месяца (январь)°С	-8,8
Число дней с пыльными бурями	-
Абсолютный максимум скорости ветра при порыве м/сек	23

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

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

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

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 приняты на основании действующих санитарно-гигиенических нормативов (СанПиН) «Об утверждении гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организации» № ҚР ДСМ-70 от 02.08.2022 г.

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.

Оценка воздействия проектируемых работ

Наиболее высокий уровень загрязнения будет наблюдаться по концентрациям оксидов азота и диоксида серы. По всем остальным ингредиентам величины приземных концентраций в районе расположения месторождения Жанаталап значительно ниже предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами, и расстояния до изолиний 1,0 ПДК и меньше приведенных в анализе.

Карты с изолиниями концентраций по веществам в период проведения планируемых работ представлены в Приложении. Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе приведены в также в Приложении.

4.6 Обоснование размера санитарно-защитной зоны

По своему функциональному назначению СЗЗ является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности населения при эксплуатации объекта в штатном режиме.

Санитарно-защитные зоны устанавливаются для действующих предприятий и в местах проживания населения с целью охраны атмосферного воздуха, здоровья и безопасности населения.

Согласно санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2), для объектов, являющихся источниками

неблагоприятного воздействия на среду обитания и здоровье человека, в составе проекта строительства обосновывается размер СЗЗ.

Согласно утвержденному «Проекту обоснование размеров санитарно-защитной зоны для объектов НГДУ «Жайыкмунайгаз» АО «Эмбамунайгаз» результаты проведенных измерений показали, что на границе СЗЗ (север, юг, запад, восток) концентрации загрязняющих веществ по всем ингредиентам не превышали 1 ПДК для каждого отдельного взятого вещества. Нормативным размером СЗЗ установлено 1000м от крайнего источника с учетом роза ветров. (Заключение СЭС № Е.04.Х.КZ33VBZ00034960 от 10.06.2022г. приложены в приложении данного раздела ООС).

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.

Ближайшим населенным пунктом является поселок Жанаталап, расположенный непосредственно в южной части месторождения.

Районный центр Аккыстау расположен в 90 км к северо-востоку от месторождения, а областной центр город Атырау в 140 км к восток-северо-востоку.

Выбросы загрязняющих веществ месторождения Жанаталап не будут оказывать влияния на состояние атмосферного воздуха ближайшей населенный пункт.

4.7 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.

4.8 Водоснабжение и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов" утвержденные Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.

Водоснабжение.

АО «Эмбаунайгаз» пользуется услугами субъекта, который занимается строительством скважин на месторождениях АО «Эмбаунайгаз», а также выполняет операции по водоснабжению. Водоснабжение *при строительстве скважин* для хозяйственно-питьевых нужд осуществляется согласно договору с специализированной организации. (Договор со специализированными организациями определяется путем проведения открытого тендера).

Водоотведение.

При строительстве скважин хозяйственных сточных вод от вахтового поселка накапливаются в местные железобетонные септики емкостью 25 м³ с последующим вывозом их на утилизацию в специализированную организацию (Договор с специализированными организациями определяется путем тендера).

При эксплуатации месторождения вывоз и утилизация жидких бытовых отходов осуществляется согласно договору.

Расчет норм водопотребления и водоотведения

При суточной норме потребления питьевой и хоз-бытовой воды 150 л/сут Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов" утвержденные Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26 общий объем потребления воды для 20 работников ориентировочно составляет:

Таблица 4.29 – Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважины согласно I варианта

Потребитель	Цикл строительства	Кол-во чел	Расход воды л/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут	м ³ /скв/цикл	м ³ /сут	м ³ /скв/цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
Вертикальная скважина							
при бурении вертикальных скважин	30,42	20	0,15	3,00	228,15	3,00	228,15
Итого:					228,15		228,15

Таблица 4.30 – Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважины согласно II варианта

Потребитель	Цикл строительства	Кол-во чел	Расход воды л/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут	м ³ /скв/цикл	м ³ /сут	м ³ /скв/цикл

1	2	3	4	5	6	7	8
1 скважина							
при бурении вертикальных скважин	30,42	20	0,15	3,00	228,15	3,00	228,15
Итого:					228,15		228,15
3 скважина							
при бурении резервных скважин	30,42	20	0,15	3,00	684,45	3,00	684,45
Итого:					684,45		684,45

Таблица 4.31 – Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации (2025-2034гг) месторождения Жанаталап

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребления, м ³	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /цикл	м ³ /сут.	м ³ /цикл
2025 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2026 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2027 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2028 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2029 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2030 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2031 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2032 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2033 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2034 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
				Итого:	10950		10950

В результате хозяйственной деятельности рабочего персонала, формируются хозяйственно-бытовые стоки. Накопленные хозяйственно-бытовые сточные воды будут осуществляться в местных локальных септиках с последующим вывозом их на очистку и утилизацию в специализированные организации на договорной основе. Местные локальные септики представляет собой герметичные емкости. Материал септиков – железобетон, объем емкостей по 25м³.

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:

$$V_{БСВ} = 2 \times V_{Обр};$$

По вариантам разработки:

Объем буровых сточных вод при бурении 1 вертикальной скважины составит:

$$V_{БСВ} = 2,0 \times V_{Обр}$$

$$V_{БСВ} = 2,0 \times 138,9922 = 277,9845 \text{ м}^3$$

Объем буровых сточных вод при бурении 1 резервной скважины составит:

$$V_{БСВ} = 2,0 \times V_{Обр}$$

$$V_{БСВ} = 2,0 \times 138,9922 = 277,9845 \text{ м}^3$$

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

4.9 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 Жанаталап образуются твердые и жидкие отходы. Отходы оказывает 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 пробной эксплуатации месторождения;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

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

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: $2,1:1,2=1,75 \text{ т/м}^3$.

Образованный буровой шлам передаются в специализированные организации, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

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.

Образованный буровой раствор передаются в специализированные организации, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Металлом (17 04 07) – собирается на площадке для временного складирования металлолома, по мере накопления вывозится по договору со специализированной организацией, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению отходов.

Коммунальные отходы (20 03 01) – упаковочная тара продуктов питания, бумага, пищевые отходы собираются в металлические контейнеры и вывозятся согласно договору со специализированной организацией, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению отходов.

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 $0 \text{ }^\circ\text{C}$ и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Промасленная ветошь (20 03 01*). 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, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению отходов.

Огарки сварочных электродов (12 01 13) – представляют собой остатки электродов после использования их при сварочных работах в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования. Образованные отходы передаются в специализированные организации, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Отработанные масла (13 02 08*) – образуются после истечения срока службы и вследствие снижения параметров качества при использовании в транспорте. Образованные отходы передаются в специализированные организации, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов

Пищевые отходы (20 01 08) – упаковочная тара продуктов питания, пищевые отходы будут собираться в контейнеры и вывозиться согласно договору со специализированной организацией, которая будет определена посредством проведения тендера перед началом планируемых работ.

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 ТБО в контейнерах при температуре 0 °С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

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

Расчет количества образования отходов по вариантам

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:

Все скважины (вертикальные, резервные), предусмотренные данным проектом разработки, заложены единой конструкции с проектной глубиной 700 м.

Таблица 4.32- Объем выбуренной породы при строительстве вертикальной/резервной скважины

Интервал	k	π	R, м	R2	L	$V_{скв} = (K1*\pi*R2*L), м3$	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	9
0-30	1,2	3,14	0,19685	0,0387	30	4,3803	-
30-300	1,15	3,14	0,14765	0,0218	170	13,3827	-
300-950	1,1	3,14	0,10795	0,0117	700	28,1751	-
				$V_{скв} =$	45,938		

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 45,938 \times 1,2 = 55,1257 м^3$$

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

Объем отработанного бурового раствора:

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

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

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

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

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 45,938 + 0,5 \times 162 = 138,9922 м^3$$

б) Промасленная ветошь

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

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

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

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

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

$$M = 0,12 * M_0$$

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

$$W = 0,15 * M_0$$

Количество промасленной ветоши в году:

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

г) Огарки сварочных электродов

$$N = \text{Мост} * \alpha,$$

где: Мост – расход электродов, 0,1 т/год;

α – остаток электрода, 0,015.

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

в) Металлолом

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

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

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

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

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

Коммунальные отходы

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

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

Расчёт образования отходов производится по формуле:

$$M = n * q * \rho, \text{ т/год,}$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

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

ρ – плотность, т/м³.

Таблица 4.33 - Образование коммунальных отходов при строительстве вертикальных скважин

Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м ³ /год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м ³	Количество ТБО, т/пер. 1 скв
при бурении скважин	20	0,3	34,41	0,25	0,1414
Итого:					0,1414

Таблица 4.34 - Образование коммунальных отходов при строительстве резервных скважин

Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м ³	Количество ТБО, т/пер. 1 скв
---------	--------------	--------------------------	--------------------	---------------------------------	------------------------------

		отходов на 1 чел, м3/год			
при бурении скважин	20	0,3	34,41	0,25	0,1414
Итого:					0,1414

Пищевые отходы (20 01 08)

Норма образования отходов (N) рассчитывается, исходя из среднесуточной нормы накопления на 1 блюдо - 0,0001 м3, числа рабочих дней в году (n), числа блюд на одного человека (m) и числа работающих (z):

$$N = 0.0001 \cdot n \cdot m \cdot z, \text{ м3/год,}$$

Таблица 4.35 - Образование пищевых отходов при строительстве вертикальных скважин

№	Участок	Количество людей	Норма накопления на 1 блюдо, м ³ /год	Время работы, сут/год	Число блюд на 1 чел	Количество пищевых отходов, т/год 1 скв
1	при бурении скважин	20	0,0001	34,41	6	0,41292
Итого						0,41292

Таблица 4.36- Образование пищевых отходов при строительстве резервных скважин

№	Участок	Количество людей	Норма накопления на 1 блюдо, м ³ /год	Время работы, сут/год	Число блюд на 1 чел	Количество пищевых отходов, т/год 1 скв
1	при бурении скважин	20	0,0001	34,41	6	0,41292
Итого						0,41292

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.):

$$N = (N_b + N_d) \cdot 0.25;$$

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

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

где:

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

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

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

Y_b – расход бензина за год, м³

Y_d – расход дизельного топлива за год, м³

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

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

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

Таблица 4.37 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве вертикальных скважин

Наименование топлива	Расход, Ум ³	Норма расхода моторного	Плотность масла, т/м ³	Нормативное количество израсходованного	Отработанное масло
----------------------	-------------------------	-------------------------	-----------------------------------	---	--------------------

		масла. л/100 л топлива H		моторного масла N т/пер.	$M_{отр.мот.}$
					т/пер.
					1 скв.
Диз. топливо	62,74	0,032	0,93	0,5282	0,4668
Всего:					0,4668

Таблица 4.38 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве резервных скважин

Наименование топлива	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
					$M_{отр.мот.}$
					т/пер.
Диз. топливо	62,74	0,032	0,93	0,5282	0,4668
Всего:					0,4668

Расчет количества образования отходов при эксплуатации**а) Промасленная ветошь**

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

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

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

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

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

$$M = 0,12 * M_0$$

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

$$W = 0,15 * M_0$$

Количество промасленной ветоши в году:

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

б) Огарки сварочных электродов

$$N = \text{Мост} * \alpha,$$

где: Мост – расход электродов, 0,1 т/год;

α – остаток электрода, 0,015.

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

в) Металлолом

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

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

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

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

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

Коммунальные отходы

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

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

Расчёт образования отходов производится по формуле:

$$M = n * q * \rho, \text{ т/год,}$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;
 q – норма накопления твердых бытовых отходов, $\text{м}^3/\text{чел}\cdot\text{год}$;
 ρ – плотность, $\text{т}/\text{м}^3$.

Таблица 4.39 - Образование коммунальных отходов при эксплуатации

Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, $\text{м}^3/\text{год}$	Время работы, сут.	Плотность ТБО, $\text{т}/\text{м}^3$	Количество ТБО, т/пер. 1 скв
При эксплуатации	20	0,3	365	0,25	1,500
Итого:					1,500

Пищевые отходы (20 01 08)

Норма образования отходов (N) рассчитывается, исходя из среднесуточной нормы накопления на 1 блюдо - 0,0001 м^3 , числа рабочих дней в году (n), числа блюд на одного человека (m) и числа работающих (z):

$$N = 0.0001 \cdot n \cdot m \cdot z, \text{ м}^3/\text{год},$$

Таблица 4.40- Образование пищевых отходов при эксплуатации

№	Участок	Количество людей	Норма накопления на 1 блюдо, $\text{м}^3/\text{год}$	Время работы, сут/год	Число блюд на 1 чел	Количество пищевых отходов, т/год
1	При эксплуатации	20	0,0001	365	6	4,38
Итого						4,38

Таблица 4.41 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве вертикальных скважин по 1 варианту

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год
		от 1 скв.
Буровой шлам	Опасные отходы	96,4700
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	166,79
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,1524
Отработанные масла	Опасные отходы	0,4668
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	0,1250
Пищевые отходы	Не опасные отходы	0,36504
Металлолом	Не опасные отходы	0,004
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015
Всего:		264,3754

Таблица 4.42 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве резервных скважин по 2 варианту

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год	
		от 1 скв.	3 скв
Буровой шлам	Опасные отходы	108,7496	289,40997
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	175,6488	500,37209
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,1524	0,4572
Отработанные масла	Опасные отходы	0,1321	1,4003568
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	0,1414	0,3750411
Пищевые отходы	Не опасные отходы	0,41292	1,09512
Металлолом	Не опасные отходы	0,004	0,012
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,0045
Всего:		285,2427	793,12628

Таблица 4.43 - Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения за 2025-2034гг

Вид отхода	Классификация	Количество, т/г
		2025-2034гг
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1524
Металлолом	Не опасные отходы	0,004
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	1,5000
Пищевые отходы	Не опасные отходы	4,3800
Итого за 2025-2034гг:		60,379

4.10 Воздействие отходов производства и потребления на окружающую среду

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Меры по охране окружающей среды.

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

- соблюдение всех правил проведения работ;
- проведение работ в пределах отведенной во временное пользование территории;
- контроль уровня шума на участках работ;
- своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время работы механизмов и дизелей и не допущение загрязнения почв;
- использование специальных емкостей для сбора отработанных масел;
- после окончания работ участки будут очищены от бытовых и производственных отходов, остатков ГСМ;
- утилизация отходов (отработанных масел и топлива);
- приготовление и обработка бурового раствора в циркуляционной системе;
- хранение материалов и химических реагентов в закрытых помещениях;
- оборотное водоснабжение (повторное использование БСВ);
- в соответствии с требованиями п.4 статьи 335 Кодекса в ходе обустройства месторождения будут применены наилучшие доступные техники
- 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;

4.11 Рекультивация земель

Согласно Закона Республики Казахстан «О земле» раздел IV, Глава 17, статья 107 «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 проведения разведочных работ, работ по строительству скважин, работ по обустройству месторождения, в процессах добычи, сбора, подготовки к внутрипромысловому транспорту скважинной продукции, переработки и дальнего транспорта углеводородов, при выполнении работ по ликвидации и консервации последствий недропользования в процессе добычи углеводородов, работ по ликвидации и консервации технологических объектов на месторождении произойдут нарушения земель. После прекращения намечаемой деятельности на месторождении исполнитель должен провести работы по восстановлению нарушенных земель.

- Рекультивация земель включает в себя два этапа: технический и биологический.
- При проведении технического этапа рекультивации земель должны быть выполнены следующие работы:
 - демонтировать буровую установку и вывезти для последующего использования (отходов бетона и металлолома не образуется, так как нет сборного фундамента, а имеется опорный фундамент с железным каркасом, который демонтируется с буровой установкой и также вывозится для последующего использования);
 - провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;

- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят(с планировкой территории);

- очистить участок от металлолома и др. материалов.

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

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

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

- планировку участков нарушенных земель, обеспечивающую производительное использование современной техники для сельскохозяйственных работ и исключаящую развитие эрозионных процессов;

- нанесение плодородного слоя почвы на малопригодные породы при подготовке земель под пашню;

- проведение интенсивного мелиоративного воздействия с выращиванием однолетних, многолетних трав.

5 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

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

Комплексная оценка воздействия выполнена для условий штатного режима и условий возникновения возможных аварийных ситуаций.

Территория планируемой деятельности приурочена к чувствительной зоне антропогенных воздействий в котором небольшие изменения в результате хозяйственной деятельности, способны повлечь за собой нежелательные изменения в отдельных компонентах окружающей среды. Для предотвращения негативного воздействия на компоненты ОС необходимо тщательное соблюдение природоохранных мероприятий. В связи с этим, проектом предусматривались технологии и технические решения, реализация которых в наименьшей степени воздействовала бы на окружающую среду. Основными компонентами природной среды, подвергающимися воздействиям, являются воздушный бассейн, акватории воды, недра, флора и фауна района, и социальная среда. На основании анализа современной ситуации, принятых проектных решений и их прогнозируемых последствий ниже дается обобщенная схема их воздействия на отдельные среды.

Работы по освоению месторождения являются многоэтапными, затрагивающими различные компоненты окружающей среды. Воздействия на окружающую среду на этапах различных производственных операций различны, в связи с чем, представляется целесообразным рассмотреть их отдельно.

Негативное воздействие на все компоненты природной среды по большинству этапов развития месторождения не выходит за пределы незначительного и умеренного уровня. **Умеренное и локальное** воздействие на отдельные компоненты окружающей среды прогнозируется при строительстве скважин и при эксплуатации месторождения.

Основными компонентами природной среды, подвергающимися воздействиям, являются воздушный бассейн, недра, флора и фауна района, социальная среда. На основании анализа современной ситуации, принятых проектных решений и их прогнозируемых последствий ниже дается обобщенная схема их воздействия на отдельные среды.

Таблица 5.1 - Основные виды воздействия на окружающую среду при строительстве скважины и при эксплуатации месторождения

№ п/п	Факторы воздействия	Компоненты окружающей среды				
		Атмосфера	Геологическая среда	Фауна	Флора	Птицы
1	Физическое присутствие (шум, вибрации, свет)			✓		✓
2	Работа дизель-генераторов	✓		✓		✓
3	Проходка скважин	✓	✓	✓	✓	
4	Освоение скважин	✓	✓	✓	✓	✓
5	Отходы производства и потребления (в местах утилизации)	✓	✓			

Положительных интегральных воздействий на компоненты природной среды при реализации проекта не ожидается.

Таким образом, анализ покомпонентного и интегрального воздействия на окружающую среду позволяет заключить, что реализация проекта при условии соблюдения проектных технологических решений не окажет значимого негативного воздействия на окружающую среду. В то же время реализация проекта окажет значительное положительное воздействие на социально-экономическую сферу, приведет к повышению уровня жизни значительной группы населения.

Планируемая реализация проекта желательна с точки зрения социально-экономической.

5.1 Оценка воздействия на качество атмосферного воздуха

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

Организованными источниками выбросов являются:

- буровая установка;
- цементирующий агрегат;
- котельная.

Неорганизованными источниками выбросов являются:

- сварочный пост;
- емкость для топлива;
- насос для перекачки нефти;
- групповая замерная установка;
- насосные установки;
- газосепаратор;
- дренажная емкость;
- емкость сепарационная;
- скважины.

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. От стационарных источников выбросов при оценке работ на контрактной территории в атмосферу выбрасываются 15 наименований вредных веществ.

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

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;

Таблица 5.2 - 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 1000 м 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.

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

Конструкция всех скважин обеспечивает изоляцию пластов подземных вод.

Таблица 5.3 - 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, кольтацию пристволенной зоны продуктивных пластов, разуплотнение и набухание глинистых отложений и многие другие явления, существенно влияющие на качество буровых работ и безаварийные условия проводки скважин.

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

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

Отработанные буровые растворы отправляются в специальную емкость, где подвергаются осветлению и повторному использованию в технологическом процессе. Остатки бурового раствора и шлам будут утилизироваться в емкость, а впоследствии вывозиться с территории участка бурения. Буровые сточные воды будут использованы в оборотном техническом водоснабжении буровой. При идеальном соблюдении этих технологических моментов воздействия со стороны отходов бурения будут минимальны.

Однако 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.

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 Жанаталап предусматриваются следующие мероприятия:

К мероприятиям по предупреждению истощения подземных вод относят:

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

К мероприятиям по предотвращению загрязнения подземных вод относят:

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

Мероприятия по охране поверхностных вод от истощения и загрязнения:

- рациональное использование водных ресурсов;
- предотвращение и устранение загрязнения поверхностных вод;
- соблюдение установленного режима использования водоохраных зон;
- предотвращение попадания продуктов производства и сопутствующих ему загрязняющих веществ на территорию производственной площадки промышленного объекта и непосредственно в водные объекты;
- разработка плана мероприятий на случай возможного экстремального загрязнения водного объекта.

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

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

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

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

5.3 Факторы негативного воздействия на геологическую среду

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 5.4 - Анализ воздействия на геологическую среду

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

Воздействие на геологическую среду при строительстве скважин возможно в результате:

- пластовых перетоков в затрубном пространстве при нарушении цементажа;
- нарушения конструкции фонтанной арматуры;
- дополнительного загрязнения пласта при ГРП;

- аварийных выбросов и сбросов продуктов испытания скважин – пластовых флюидов, тампонажных смесей;
- аварийных разливов ГСМ и других опасных материалов.

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

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

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

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

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

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

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

Природоохранные мероприятия:

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

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 вышеназванных 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 5.5 - Анализ последствий возможного загрязнения почвенных покров

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
при строительстве скважин				
Изъятие земель	ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Среднее 2	низкой значимости 4
Воздействие на качество изымаемых земель	ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6

Механические нарушения почвенного покрова при бурении скважин	ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6
Загрязнение промышленными отходами	Локальное 1	Кратковременное 1	Незначительное 1	низкой значимости 1
при эксплуатации				
Загрязнение промышленными отходами	Локальное 1	Продолжительное 3	Незначительное 1	низкой значимости 3
Возможные разливы ГСМ	ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6

Природоохранные мероприятия

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1. Полное (реже частичное) уничтожение растительности будет при:
 - трассировке временных грунтовых дорог в условиях отсутствия специально оборудованных;
 - транспортировке бурового оборудования и технологического оборудования;
 - транспортировке реагентов буровых растворов, ГСМ, шламов и других материалов;
 - обустройстве площадки (строительство терминала, бетонирование устьев скважин, строительство вахтового поселка, внутрипромысловых трубопроводных систем).

2. Частичное повреждение растений (реже уничтожение) будет при:
- загрязнении почвенно-растительного покрова выхлопными газами, ГСМ, отработанными буровыми растворами, буровыми шламами, нефтью;
 - запылении придорожной растительности;
 - бурении скважин.

Таблица 5.6 - Анализ последствий возможного загрязнения на растительность

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

Природоохранные мероприятия

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

- свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;
- не допускать расширения дорожного полотна;
- осуществить профилактические мероприятия, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при производстве работ;
- во избежание возгорания кустарников и травы необходимо соблюдать правила по технике безопасности;
- запретить ломку кустарниковой флоры для хозяйственных нужд;
- провести мониторинг орнитофауны.

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

5.6 Факторы воздействия на животный мир

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

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

Хозяйственная деятельность на участке работ приведет к усилению фактора беспокойства. Плотность населения пресмыкающихся групп животных при обустройстве участка в радиусе 1 км может снизиться в 2-3 раза. В радиусе 3-5 км снизится численность степного орла, а дрофа-красотка переместится в более отдаленные пустынные участки. Произойдет вытеснение из ближайших окрестностей лисицы, корсака, летучих мышей, большинства тушканчиков. На миграцию птиц производимые работы существенного влияния не окажут. В связи со значительной удаленностью 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.

Таблица 5.7 - 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

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

- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся;
- строгое соблюдение технологии;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- запрещение браконьерства и любых видов охоты;
- использование техники, освещения, источников шума должно быть ограничено минимумом;
- работы по восстановлению деградированных земель;
- провести мониторинг животного мира.

5.7 Радиационная обстановка

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

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

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

Все участки нефтепромысловых работ расположены в малонаселенной полупустынной местности.

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

5.8 Физическое воздействие

Акустическое воздействие

Шум. Технологические процессы проведения 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 оборудований, расположенных на соответствующих площадках.

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

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

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике, применение, при необходимости,

звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

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

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

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

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

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

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

Для оценки воздействия ЭМП на человеческий организм с целью выбора способа защиты проводится сравнение фактических уровней излучателей с нормативными документами.

Измерение уровней излучений производится в порядке текущего санитарного надзора, при сдаче в эксплуатацию новых или реконструированных источников ЭМП и общественных зданий и сооружений, расположенных на прилегающей к электромагнитным излучателям территории.

Источниками электромагнитных излучений будут являться высоковольтные линии электропередач после ввода их в эксплуатацию, и трансформаторные подстанции с силовыми трансформаторами.

Эти объекты устанавливаются и эксплуатируются только в соответствии с требованиями электробезопасности (высота опор, количество проводов и изоляторов на них). Поэтому ЛЭП не будет представлять опасности, как для населения, так и для ОС.

Аналогичные условия предъявляются и к трансформаторным подстанциям, которые также не будут являться источниками неблагоприятного электромагнитного воздействия на ОС.

Вибрация. Действие вибрации на организм проявляется по – разному в зависимости от того, как действует вибрация. Общая вибрация воздействует на весь организм. Этот вид вибрации проявляется в проведения буровых работ.

Локальная (местная) вибрация воздействует на отдельные части тела (например, при работе с ручным пневмоинструментом, виброуплотнителями и т.д.).

В зависимости от продолжительности воздействия вибрации, частоты и силы колебаний возникает ощущение сотрясения (паллестезия).

При длительном воздействии возникают изменения в опорно-двигательной, сердечно-сосудистой и нервной системах.

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибрации как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящих, главным образом, в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

5.9 Оценка воздействия на социально-экономическую среду

Исследуемая территория административно находится в Атырауской области. Проводимые работы способствуют:

- организации современной инфраструктуры;
- поступлению налогов в местный и республиканский бюджет.

Воздействие реализации проекта на отдельные компоненты социально-экономической сферы приведены в таблице 5.8. согласно требованиям «Методических указаний по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду», разработанных МООС РК (Астана, 2010 г.).

Таблица 5.8- Основные воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проекта

Тип воздействия при реализации проекта	Компонент социально-экономической среды
Стимуляция экономической активности, развитие конкуренции, создание новых видов производств	Экономика
Сохранение старых и создание новых рабочих мест	Трудовая занятость
Улучшение медицинского обслуживания, повышение уровня жизни	Здоровье населения
Стимуляция научно-прикладных разработок и исследований, рост потребности в квалифицированных кадрах	Образование и научная сфера
Улучшение демографической ситуации в связи с ростом уровня жизни	Демографическая ситуация
Повышение доходов населения в связи со стабильной высокооплачиваемой работой	Доходы населения
Материальная поддержка культурных мероприятий, сохранение исторических памятников	Культурная среда
Повышение уровня инфляции за счет удорожания земли, жилья, услуг	Инфляция

Интегральная оценка воздействия на социально-экономические аспекты реализации проекта приведена в таблицах 5.9.

Таблица 5.9 - Интегральная оценка воздействия реализации проекта на социально-экономические аспекты

Компонент социально-экономической среды	Тип воздействия	Уровень воздействия	Интегральная оценка воздействия
Трудовая занятость	Создание новых рабочих мест	Средний (+)	Положительное
	Обеспечение заказами местные предприятия	Сильный (+)	
Здоровье населения	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, воздействие твердых и жидких отходов	Незначительный (-)	Низкое
	Рост доходов населения	Сильный (+)	
Демографическая ситуация	Усиление внутренней миграции	Слабый (-)	Низкое
	Рост доходов населения	Средний (+)	

Доходы населения	Рост доходов в связи с созданием рабочих мест и увеличением уровня заработной платы	Средний (+)	Положительное
Инфляция	Рост цен на землю, жилье, услуги	Слабый (-)	Низкое
Транспортная инфраструктура	Строительство новых дорог, увеличение грузооборота	Сильный (+)	Положительное
Экономика	Строительство вахтового лагеря и объектов инфраструктуры	Региональный (+)	Положительное
Культурная среда	Реставрация памятников истории и культуры	Сильный (+)	Положительное
	Поддержка культурных мероприятий	Сильный (+)	
Образование и наука	Увеличение числа студентов, развитие научных исследований	Сильный (+)	Положительное

Положительные аспекты интегрального воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проекта отмечаются для большинства рассматриваемых аспектов, отдельные негативные моменты не выходят за пределы *низкого* уровня воздействия.

Природоохранные мероприятия. Требуется частичная разработка природоохранных мероприятий по рекультивации использованных земель при ликвидации скважин.

Вывод: Пробная эксплуатация 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.

5.10 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 разработке месторождения Жанаталап на состояние здоровья населения может быть оценено, как *минимальное, и продолжительное*.

5.11 Охрана памятников истории и культуры

Территория Западного Казахстана в силу определенных физико-географических и исторических условий является местом сохранения значительного количества весьма интересных архитектурных и археологических памятников. Глубокое изучение этого удивительного наследия только началось и несомненно, что в настоящее время наука стоит у порога еще одной, во многом загадочной цивилизации, строителями которой были конные кочевники азиатских степей и пустынь. Роль этой цивилизаций, несомненно, выходит за границы рассматриваемого региона, который, однако, имеет совершенно своеобразный облик сохранившихся памятников, особенно последних столетий.

Состояние памятников в основном неудовлетворительное, разрушения происходит из-за естественного старения материала, воздействия атмосферных осадков, влияния техногенной деятельности.

Памятники истории и культуры охраняются государством. Ответственность за их содержание возлагается на местные организации, учреждения и хозяйства, в ведении или на территории которых они находятся.

Характер воздействия. Ввиду отдаленности района проведения работы от памятников истории и культуры непосредственное воздействие отсутствует.

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как *минимальный*.

Природоохранные мероприятия. Не предусматриваются.

5.12 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций

Для ликвидации аварии нефтепроводов высылается 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. 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 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.

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 внутрипластового давления месторождений углеводородов.

2. При проведении операций по недропользованию недропользователи обязаны обеспечить соблюдение решений, предусмотренных проектными документами для проведения операций по недропользованию, а также следующих требований:

1) конструкции скважин и горных выработок должны обеспечивать выполнение требований по охране недр и окружающей среды;

2) при бурении и выполнении иных работ в рамках проведения операций по недропользованию с применением установок с дизель-генераторным и дизельным приводом выброс неочищенных выхлопных газов в атмосферный воздух от таких установок должен соответствовать их техническим характеристикам и экологическим требованиям;

3) при строительстве сооружений по недропользованию на плодородных землях и землях сельскохозяйственного назначения в процессе проведения подготовительных работ к монтажу оборудования снимается и отдельно хранится плодородный слой для последующей рекультивации территории;

4) исключения пыления с временных автомобильных дорог (с колес и др.) и защиты почвенных ресурсов предусмотреть дороги с организацией пылеподавления, или, необходимо использование специальных шин с низким давлением на почву (бескамерные, низкого и сверхнизкого давления).

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.

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;
- разрушение буровых 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.

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 Жанаталап. 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.

Более подробная информация по организации мониторинга и контроля за состоянием окружающей среды будут приведены после обустройства месторождения Жанаталап (газовых горизонтов)

Мониторинг состояния технологического оборудования должен включать:

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

7.3 Мониторинг состояния и размещения отходов

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

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

Мониторинг состояния и размещения отходов должен включать:

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

7.4 Мониторинг состояния биосферы

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

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

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

Контроль за соблюдением установленных нормативов НДС 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 ($^{\circ}$ С)	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 ($^{\circ}$ С)	Термометр
Глубина залегания пласта м	Гидрологические изыскания
Вода	
Соленость ($^{\circ}$ / ₀₀)	Измеритель параметров воды
pH	В полевых условиях лакмус, в лаборатории РН-метр
Растворенный кислород (мг/л)	Измеритель параметров воды
Мутность	Измеритель параметров воды
Содержание фенола (мг/л)	Консервация, лабораторный анализ
БПК, ХПК (мгО ₂ /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 НЕТЕХНИЧНОЕ РЕЗЮМЕ

Основанием для составления отчета о возможных воздействиях является Договор, заключенный между АО «Эмбаунайгаз» и Атырауским Филиалом «КМГ Инжиниринг» - Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№02354Р от 15.12.2021г).

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

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

Сведения о месторождении

Месторождение Жанаталап расположено в юго-восточной части междуречья Урал-Волга.

По административному делению месторождение Жанаталап входит в состав Исатайского района Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшим населенным пунктом является пос. Аккистау (10 км.). Областной центр г. Атырау расположен в 110км на северо-восток от месторождения (рисунок 1.1).

В непосредственной близости от месторождения проходит железная дорога Актюбинск-Астрахань, которая связывает пос.Аккистау с областным центром и другими городами страны, а также с Россией. Через площадь Жанаталап проходит автотрасса Атырау-Астрахань с асфальтовым покрытием.

Растительность скудная, представлена солончаковой и злаково-полынной ассоциацией, характерной для полупустынь. Распространены верблюжья колючка, полынь, местами растет камыш.

Животный мир типичный для зон полупустынь, в основном, представлен грызунами.

Климат района резко континентальный. Лето жаркое, зима морозная, малоснежная. Температура летом колеблется в пределах плюс 38 - 42° С, а зимой достигает до минус 42°С. Преобладающее направление ветров в течение года юго-восточное. Основное количество осадков выпадает в весенний и осенний периоды. Среднегодовое количество осадков составляет около 200 мм.

Горный отвод получен на право осуществления добычи углеводородного сырья согласно Дополнение №3 от 01.10.2012 года к Контракту №211 от 13.08.1998 года заключенного между МЭ РК и АО «Эмбаунайгаз»

Целевое назначение

Недропользователем месторождения Жанаталап является АО «Эмбаунайгаз», имеющее лицензию серии МГ №285 от 01.12.1995г на право пользования недрами для добычи углеводородного сырья на месторождении Жанаталап и единый Контракт с компетентным органом правительства РК на проведение разведки и добычи углеводородов №211от 13.08.1998г. В соответствии с Дополнением №5 к Контракту №211 от 13.08.1998 года срок действия Контракта продлен до 13.08.2037 года включительно.

Настоящее «Дополнение к проекту разработки месторождения Жанаталап» выполнен Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг», в рамках договора с АО «Эмбаунайгаз» №1039740/2024/1 от 06.11.2024г согласно Техническому заданию недропользователя и в соответствии требованиями «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (утверждены приказом №329 И.о. Министра энергетики РК от 24.08.2018г). Целью составления отчета является обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении Жанаталап. Проект составлен в связи с завершением технологических показателей разработки согласно рекомендациям ЦКРР о необходимости составления нового проектного документа.

Выбор расчетных вариантов разработки производился с учетом методических рекомендаций регламента, исходя из геологического строения залежи и гидродинамической характеристики пластовых систем, изученных посредством разведочного и эксплуатационного бурения.

Учитывая текущее состояние разработки продуктивных горизонтов, в качестве основного метода увеличения нефтеотдачи будет оставаться закачка попутно-добываемой воды с целью поддержания пластового давления. С целью установления рационального количества скважин рассмотрены различные плотности сеток скважин для разработки залежи.

С целью обоснования наиболее оптимального значения КИН и расчета прогнозных технологических показателей рассмотрены 2 варианта разработки.

I объект (Участок Основной Жанаталап)

Первый вариант является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки согласно «Проекту разработки...» 2022г, что включает в себя перевод скважин между объектами и дополнительный прострел.

Во втором варианте (рекомендуемый) разработки предусматривается проведение всех мероприятий, запланированных в первом варианте. В дополнение к запланированным мероприятиям по первому варианту, предусматриваются дополнительные ГТМ по проведению ГРП, переводу между объектами и дострелу ранее невовлеченных горизонтов.

II объект (Участок Основной Жанаталап)

Первый вариант является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки согласно «Проекту разработки...» 2022г, в том числе дополнительные прострелы.

Во втором варианте (рекомендуемый) разработки предусматривается проведение всех мероприятий, запланированных в первом варианте. В дополнение к запланированным мероприятиям по первому варианту, предусматривается проведение ГРП и мероприятия по дострелу невовлеченных продуктивных зон.

III объект (Участок Северное крыло)

Первый вариант является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки согласно «Проекту разработки...» 2022г проведением ГТМ по переводу скважин между объектами. Разработка данного объекта планируется на естественном водонапорном режиме.

Во втором варианте (рекомендуемый) разработки предусматривается проведение всех мероприятий, запланированных в первом варианте и дополнительный перевод добывающей скважины. Разработка данного объекта планируется на естественном водонапорном режиме.

IV объект (Участок Северное крыло)

Первый вариант является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки согласно «Проекту разработки...» 2022г с бурением 1 вертикальной скважины.

Во втором варианте (рекомендуемый) разработки предусматривается проведение ГРП.

В целом по месторождению

Первый вариант является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки согласно «Проекту разработки...» 2022г с бурением оставшейся 1 вертикальной скважины, перевод скважин между объектами и дополнительный прострел.

Во втором варианте (рекомендуемый) разработки предусматривается проведение всех мероприятий, запланированных в первом варианте без бурения. В дополнение к запланированным мероприятиям предусматриваются дополнительные ГТМ по проведению ГРП, переводу между объектами и дострелу ранее невовлеченных горизонтов.

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

проведена инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при работах.

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

по I варианту :

при строительстве вертикальной скважины - **13,86558614 т/год;**

При эксплуатации

- на 2025г - **77.3171268 т/год;**
- на 2026г - **76.1808405 т/год;**
- на 2027г - **75.567197 т/год;**
- на 2028г - **74.9607203т/год;**
- на 2029г - **73.33555092т/год;**
- на 2030г - **73.07722103т/год;**
- на 2031г - **72.09391109 т/год;**
- на 2032г - **70,706730808 т/год;**
- на 2033г - **69,5357244 т/год;**
- на 2034г - **68,90122214т/год.**

по II варианту:

при строительстве 1 резервной скважины - **13,86558614т/год.**

при строительстве 3 резервных скважин – **41,59675842 т/год.**

При эксплуатации

- на 2025г - **80,869842 т/год;**
- на 2026г - **76,12504446т/год;**
- на 2027г - **74,43718602т/год;**
- на 2028г - **74,9049242т/год;**
- на 2029г - **73,27971321т/год;**
- на 2030г - **73,02142506т/год;**
- на 2031г - **71,67943915т/год;**
- на 2032г - **70,65093321т/год;**
- на 2033г - **69,47992831т/год;**
- на 2034г - **68,845428896т/год.**

Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха:

- оборудование резервуаров в резервуарных парках современной дыхательной арматурой, обвязанной газоуравнительной системой, плавающими крышами или понтонами. При технической невозможности осуществления указанных мер устанавливаются диски-отражатели. Наружная поверхность резервуаров окрашивается краской с высокой лучеотражающей способностью;

- предупреждение возможности нефтегазопроявлений при бурении и ремонте скважин;

- применение закрытой системы продувок аппаратов и трубопроводов;

- применение закрытой системы подготовки 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.

Водоснабжение и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов" утвержденные Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.

Водоснабжение.

АО «Эмбаунайгаз» пользуется услугами субъекта, который занимается строительством скважин на месторождениях АО «Эмбаунайгаз», а также выполняет операции по водоснабжению. Водоснабжение при строительстве скважин для хозяйственно-питьевых нужд осуществляется согласно договору с специализированной организацией. (Договор со специализированными организациями определяется путем проведения открытого тендера).

Водоотведение.

При строительстве скважин хозяйственных сточных вод от вахтового поселка накапливаются в местные железобетонные септики емкостью 25 м³ с последующим вывозом их на утилизацию в специализированную организацию (Договор с специализированной организацией определяется путем тендера).

При эксплуатации месторождения вывоз и утилизация жидких бытовых отходов осуществляется согласно договору.

При суточной норме потребления питьевой и хоз-бытовой воды 150 л/сут Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов" утвержденные Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26 общий объем потребления воды для 20 работников

Отходы

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.

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

Основными отходами при бурении скважины являются:

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

Буровой шлам (БШ) (01 05 06*) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Удельная плотность бурового шлама в среднем равна 2,1 т/м³, при соприкосновении с отработанным буровым раствором происходит разбухивание выбуренной породы согласно РНД 03.1.0.3.01-96 и удельная плотность уменьшается на величину

коэффициента разбухания породы 1,2, тогда плотность бурового шлама равна: $2,1:1,2=1,75$ т/м³.

Образованный буровой шлам передаются в специализированные организации, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или)уничтожению опасных отходов.

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 рН и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды.

Образованный буровой раствор передаются в специализированные организации, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или)уничтожению опасных отходов.

Металлом (17 04 07) - собирается на площадке для временного складирования металлолома, по мере накопления вывозится по договору со специализированной организацией, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или)уничтожению отходов.

Коммунальные отходы (20 03 01) – упаковочная тара продуктов питания, бумага, пищевые отходы собираются в металлические контейнеры и вывозятся согласно договору со специализированной организацией, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или)уничтожению отходов.

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 декабрь 2020г №ҚР ДСМ-331/2020 срок хранения коммунальных отходов в контейнерах при температуре 0 °С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Промасленная ветошь (20 03 01*). 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, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или)уничтожению отходов.

Огарки сварочных электродов (12 01 13) – представляют собой остатки электродов после использования их при сварочных работах в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования. Образованные отходы передаются в специализированные организации, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или)уничтожению опасных отходов.

Отработанные масла (13 02 08*) – образуются после истечения срока службы и вследствие снижения параметров качества при использовании в транспорте. Образованные отходы передаются в специализированные организации, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или)уничтожению опасных отходов

Пищевые отходы (20 01 08) – упаковочная тара продуктов питания, пищевые отходы будут собираться в контейнеры и вывозиться согласно договору со специализированной организацией, которая будет определена посредством проведения тендера перед началом планируемых работ.

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 декабрь 2020г №ҚР ДСМ-331/2020 срок хранения ТБО в контейнерах при температуре 0 °С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

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

Меры по охране окружающей среды.

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

- соблюдение всех правил проведения работ;
- проведение работ в пределах отведенной во временное пользование территории;
- контроль уровня шума на участках работ;
- своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время работы механизмов и дизелей и не допущение загрязнения почв;
- использование специальных емкостей для сбора отработанных масел;
- после окончания работ участки будут очищены от бытовых и производственных отходов, остатков ГСМ;
- утилизация отходов (отработанных масел и топлива);
- приготовление и обработка бурового раствора в циркуляционной системе;
- хранение материалов и химических реагентов в закрытых помещениях;
- оборотное водоснабжение (повторное использование БСВ);
- в соответствии с требованиями п.4 статьи 335 Кодекса в ходе обустройства месторождения будут применены наилучшие доступные техники
- рекультивация земель, выданных во временное пользование.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- Охрана природы Атырауской области. О.М. Грищенко, Н.А.Дидичин. г. Атырау 1997г.
- Экология и нефтегазовый комплекс. М.Д. Диаров, г. Алматы 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 №КР 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 водоемностям, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов»
- №КР 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.