

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»  
АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №02354Р

УТВЕРЖДАЮ:



И.О. Заместителя генерального  
директора по геологии и разработке  
АО «Эмбаунайгаз»

Қажым Т.С.

» \_\_\_\_\_ 2025г

**ПРОЕКТ**  
**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**  
**к «ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ**  
**МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЖОЛДЫБАЙ СЕВЕРНЫЙ»**

Договор №1039740/2024/1 от 06.11.2024г.

Директор Атырауского филиала  
ТОО «КМГ Инжиниринг»

Заместитель директора по  
производству Атырауского филиала  
ТОО «КМГ Инжиниринг»



Марданов А.С.

Шагильбаев А.Ж.

Атырау, 2025г



## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Подпись	Ф.И.О.
Руководитель службы экологин		Исмаганбетова Г.Х.
Ведущий инженер		Абир М.К.
Ведущий инженер		Суйнешова К.А.
Ведущий инженер		Султанова А.Р.
Старший инженер		Асланқызы Г.
Инженер		Касымгалиева С.Х.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>АННОТАЦИЯ .....</b>	<b>8</b>
<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>10</b>
<b>1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ .....</b>	<b>14</b>
1.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	14
1.2 ЦЕЛЕВОЕ НАЗНАЧЕНИЕ РАБОТЫ .....	15
1.3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ .....	17
1.4 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН .....	19
1.5 СВЕДЕНИЕ О ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ .....	20
<b>2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....</b>	<b>25</b>
2.1 ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ.....	25
2.2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА .....	25
2.3 ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ .....	26
2.4 ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ.....	29
2.5 РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ .....	30
2.6 ЖИВОТНЫЙ МИР .....	31
<b>3. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА.....</b>	<b>32</b>
3.1 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА .....	32
<b>4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ .....</b>	<b>36</b>
4.1 ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ .....	36
4.2 РАСЧЕТ РАССЕИВАНИЯ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ .....	45
4.3 ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕРА САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ.....	48
4.4 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ФИЗИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ.....	48
4.5 ВОДОСНАБЖЕНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ.....	49
4.6 ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ .....	51
4.7 ВОЗДЕЙСТВИЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ .....	57
4.8 РЕКУЛЬТИВАЦИЯ ЗЕМЕЛЬ .....	58
<b>5. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ..</b>	<b>60</b>
5.1 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КАЧЕСТВО АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА.....	61
5.2 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ .....	63
5.3 ФАКТОРЫ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ .....	66
5.4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ.....	67
5.5 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ .....	69
5.7 РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА.....	72
5.8 ФИЗИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ .....	73
5.9 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ .....	75
5.10 СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ НАСЕЛЕНИЯ .....	79
5.11 ОХРАНА ПАМЯТНИКОВ ИСТОРИИ И КУЛЬТУРЫ .....	80
5.12 ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПЕРАЦИЙ ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ .....	81
<b>6. АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ .....</b>	<b>84</b>
6.1 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ .....	84
<b>7. ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА.....</b>	<b>86</b>
7.1 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЛОЩАДОК ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН.....	86
7.2 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	87
7.3 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ОТХОДОВ .....	87
7.4 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ БИОСФЕРЫ .....	87
7.5 ОБОРУДОВАНИЕ И МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА .....	87
7.6 КОНТРОЛЬ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ .....	88

<b>8. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ ИЗУЧЕНИЮ СОСТОЯНИЯ</b>	
<b>ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА.....</b>	<b>89</b>
<b>НЕТЕХНИЧНОЕ РЕЗЮМЕ .....</b>	<b>90</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>97</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ.....</b>	<b>98</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ №1 - РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В</b>	
<b>АТМОСФЕРУ .....</b>	<b>99</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ №2 – ПЛАН-ГРАФИК .....</b>	<b>157</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ №3 - ЗАКЛЮЧЕНИЕ СЭС НА ПРОЕКТ ОБОСНОВАНИЕ СЗЗ...167</b>	
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ №4 - СПРАВКА РГП «КАЗГИДРОМЕТ».....</b>	<b>175</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ №5 – СИТУАЦИОННЫЙ ПЛАН.....</b>	<b>178</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ №6 - ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ .....</b>	<b>179</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ №7 – КАРТЫ ИЗОЛИНИЙ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА</b>	
<b>РАССЕИВАНИЯ.....</b>	<b>181</b>

## СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 – Проектные решения по 1 варианту разработки.....	17
Таблица 1.2 – Проектные решения по 2 варианту разработки.....	17
Таблица 1.3 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1 .....	18
Таблица 1.4 - Характеристика основных показателей по отбору нефти и жидкости по месторождению. Вариант 1 .....	18
Таблица 1.5 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый).....	18
Таблица 1.6 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый) .....	18
Таблица 1.7- Проектная конструкция скважин .....	19
Таблица 1.8 - Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважин проектной глубиной 700 м.....	20
Таблица 1.9 - Баланс газа по месторождению Жолдыбай Северный (1-вариант) .....	24
Таблица 1.10- Баланс газа по месторождению Жолдыбай Северный (рекомендуемый 2-вариант) .....	24
Таблица 2.1- Общая климатическая характеристика .....	25
Таблица 2.2 - Среднемесячная и годовая температура воздуха, °С .....	25
Таблица 2.3 – Средняя месячная и годовая скорость ветра, м\с.....	25
Таблица 2.4 - Повторяемость направления ветра и штилей (%).....	25
Таблица 2.5-Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за 2024г.....	26
Таблица 2.6 - Результаты контроля грунтовых вод за 2024 г. ....	28
Таблица 2.7 - Результаты контроля почвы.....	29
Таблица 3.1 - Общие коэффициенты естественного движения населения за январь-декабрь 2024г.....	32
Таблица 3.2 - Количество действующих субъектов малого и среднего предпринимательства по районам.....	33
Таблица 3.3 - Основные индикаторы рынка труда Атырауской области в IV квартале 2024 года.....	34
Таблица 4.1 - Проектные решения по 1 варианту разработки .....	36
Таблица 4.2 - Проектные решения по 2 варианту разработки .....	39
Таблица 4.3 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 4 вертикальных скважин (I вариант разработки) .....	40
Таблица 4.4 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2025-2030гг по 1 варианту разработки.....	42
Таблица 4.5- Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2025-2030гг по 2 рекомендуемому варианту разработки.....	44
Таблица 4.6 - Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере.....	46
Таблица 4.7- Фоновые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе (мг/м3)....	46
Таблица 4.8-Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы .....	47
Таблица 4.9- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин .....	49
Таблица 4.10- Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2025-2030 гг (1 вариант разработки) .....	50
Таблица 4.11- Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2025-2030 гг (2 вариант разработки) .....	50

Таблица 4.12 - Объем выбуренной породы при строительстве вертикальной скважины .....	54
Таблица 4.13 - Образование коммунальных отходов при строительстве скважины.....	54
Таблица 4.14 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважины .....	55
Таблица 4.15 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве вертикальных скважин.....	56
Таблица 4.16 - Образование коммунальных отходов при эксплуатации.....	56
Таблица 4.17 - Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения Жолдыбай Северный за 2025-2030гг .....	57
Таблица 5.1 - Градации значимости воздействий .....	60
Таблица 5.2 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий при проведении оценки воздействия на ОС.....	60
Таблица 5.3 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха .....	63
Таблица 5.4 - Анализ последствий возможного загрязнения водных ресурсов.....	63
Таблица 5.5 - Анализ воздействия на геологическую среду .....	66
Таблица 5.6 - Анализ последствий возможного загрязнения почвенного покрова .....	68
Таблица 5.7 - Анализ последствий возможного загрязнения на растительность .....	70
Таблица 5.8 - Анализ воздействия на фауну.....	72
Таблица 5.9 - Компоненты социально-экономической среды, рассматриваемые в ходе оценки воздействия .....	75
Таблица 5.10 - Градации пространственных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу .....	75
Таблица 5.11 - Градации временных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу .....	76
Таблица 5.12 - Градации масштабов интенсивности воздействия на социально-экономическую сферу .....	76
Таблица 5.13 - Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу .....	76
Таблица 5.14 - Матрица результатов оценки воздействий на социально-экономическую сферу .....	80
Таблица 7.1 – Список измеряемых параметров.....	88

## АННОТАЦИЯ

Согласно Заключению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и скринга воздействия намечаемой деятельности на проект «Проект разработки месторождения Жолдыбай Северный» необходимость проведения оценки воздействия на окружающую среду **обязательна**.

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

Отчет о возможных воздействиях содержит следующую информацию:

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

- общие сведения о месторождении, описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами.
- целевое назначение работы;
- информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности;
- информация о технологических показателях для осуществления намечаемой деятельности, сведения о производственном процессе, в том числе использование природных ресурсов, сырья и материалов.

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

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

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

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

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

Глава 5. «Комплексная оценка воздействия на окружающую среду» – описание возможных существенных воздействий (прямых и косвенных, кумулятивных,

трансграничных, краткосрочных и долгосрочных, положительных и отрицательных) намечаемой деятельности на объекты возникающие в результате реализации намечаемой деятельности.

Глава 6. «Аварийные ситуации и их предупреждение».

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

Глава 8. «Заявление о намечаемой деятельности».

Глава 9. «Нетехническое резюме».

Список использованной литературы.

**ВВЕДЕНИЕ**

«Отчет о возможных воздействиях» к проекту «Проект разработки месторождения Жолдыбай Северный» 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 (№02354Р от 15 декабря 2021г).

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

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

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:***

***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, строительство 10  
Атырауский Филиал  
ТОО «КМГ Инжиниринг»  
тел: +7 (7122) 30 54 04***

## **1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ**

### **1.1 Общие сведения о месторождении**

Газонефтяное месторождение Жолдыбай Северный расположено в 30 км к северо-востоку от месторождения Макат, входит в состав административного Кызылкогинского района Атырауской области Республики Казахстан и находится на расстоянии 152 км к северо-востоку от города Атырау (рис. 1.1).

В 20 км юго-восточнее расположена собственно площадь Жолдыбай, в пределах которой через центральную ее часть проходит железная дорога Атырау-Актюбинск.

На юго-восточном окончании площади проходит магистраль нефтепровода Атырау-Орск.

В орографическом отношении район месторождения представляет собой типичную местность для южной части Эмбинского района.

В районе месторождения развиты многочисленные соры, заполняющиеся весной дождевыми водами. В самое засушливое время года из соров с глубины 2 м можно добыть техническую воду.

В районе месторождения на расстоянии 2,5 км к югу от купола Акуй-Кудук имеются пресноводные колодцы, пропитываемые из альб-сеноманских песков. В 30 км западнее месторождения протекает река Сагиз, с соляной водой, пригодной для технических нужд.

Климат района – резкоконтинентальный, с сухим жарким летом и малоснежной зимой. Годовой перепад температуры колеблется от +40°C до -30°C. Среднегодовое количество атмосферных осадков не превышает 150-200 мм в год.

Связь с населенными пунктами и городом Атырау осуществляется по дорогам с асфальтовым и гравийно-щебеночным покрытием.

# ОБЗОРНАЯ КАРТА

Масштаб 1:1000 000



Рисунок 1.1 – Обзорная карта

## 1.2 Целевое назначение работы

Недропользователем месторождения является АО «Эмбаунайгаз», имеющее контракт № 211 от 13.08.1998г на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Согласно Дополнению №5 к Контракту, подписанному 25.02.2015г, период разработки месторождения продлен до 2037г.

Горный отвод предоставлен Акционерному обществу «Эмбаунайгаз» для

осуществления операций по недропользованию на месторождении Жолдыбай Северный в пределах блоков XXIV-14-С(частично), F(частично), 15-А(частично), D(частично) на основании Дополнения №3 от 01.10.2012г. (рег. № 3856-УВС) к Контракту №211 от 13.08.1998г. Площадь горного отвода – 4,71 кв.км. Глубина – на вертикальных разрезах до подошвы юрских отложений.

Газонефтяное месторождение Жолдыбай Северный открыто в 1982г. Прикаспийской нефтеразведочной экспедицией объединения «Гурьевнефтегазгеология», когда в поисковой скважине №1 в результате опробования среднеюрского горизонта получен приток нефти.

В результате поискового и, в дальнейшем, эксплуатационного бурения промышленная газонефтеносность установлена в терригенных отложениях средней юры, нефтяная залежь – в толще пермо-триасового возраста в горизонте Ю-I, газонефтяная – в горизонте Ю-II, газовые – в горизонтах Ю-III и РТ-I.

В 2013г был выполнен отчет «Пересчет извлекаемых запасов нефти и растворенного в нефти газа продуктивного горизонта Ю-I месторождения Жолдыбай Северный Атырауской области Республики Казахстан по состоянию на 02.01.2013г» (Протокол ГКЗ №1369-13-У, 20.12.2013г) [41]. В рамках пересчета извлекаемых запасов изменились геологические запасы месторождения, что обусловлено переводом запасов I объекта из категории С<sub>2</sub> в категорию С<sub>1</sub>. После изменений и дополнений утвержденные геологические/извлекаемые запасы нефти месторождения (I объекта) по категории В+С<sub>1</sub> составили: по нефти – 1669/1010 тыс.т; газа – 18,7/11,4 млн.м<sup>3</sup>.

В 2014г был выполнен действующий проектный документ «Дополнение к уточненному проекту разработки месторождения Жолдыбай Северный» [42], утвержденный Комитетом Геологии и недропользования МИИНТ РК (исх. №27-5-105-И от 20 января 2015г) на основании рекомендаций ЦКРР РК (Протокол №54/33 от 12.12.2014г).

В 2016г был выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией уточненного проекта разработки месторождения Жолдыбай Северный» (письмо КомГео №27-5-1126-Н от 06.07.2016г).

В 2021г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Анализ разработки месторождения Жолдыбай Северный», утвержденный ЦКРР РК МЭРК (Протокол №19/15 от 27.10.2021г). В рамках Анализа разработки 2021г был выполнен только пересчет суммы обеспечения исполнения обязательств по ликвидации последствий недропользования. После последнего «Пересчет извлекаемых запасов нефти и растворенного в нефти газа продуктивного горизонта Ю-I месторождения Жолдыбай Северный Атырауской области Республики Казахстан по состоянию на 02.01.2013г» (Протокол ГКЗ №1369-13-У, 20.12.2013г) были пробурены 2 скважины (№№67, 70) из 6 проектных, , которые не внесли существенных изменений в геологию, и тем самым утвержденные начальные геологические запасы нефти в рамках настоящего отчета остались на прежнем уровне.

В 2024г был утвержден «Пересчет извлекаемых запасов нефти и растворенного газа в нефти продуктивного горизонта Ю-I месторождения Жолдыбай Северный Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2023г» [45]. В целом по месторождению подсчитанные извлекаемые запасы нефти промышленной категории В+С<sub>1</sub> увеличились на 45,7 тыс.т (+5%) и составили 1 055,7 тыс.т. (Протокол ГКЗ РК №2668-24-У от 16.05.2024г).

Отчет составлен по состоянию на 01.01.2025г Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в рамках договора №1039740/2024/1 от 06.11.2024г с АО «Эмбаунайгаз», согласно Техническому заданию и в соответствии с требованиями действующих «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (ЕПРКИН) и нормативно-технического документа (НТД) «Методические рекомендации по проведению проекта разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений».

### 1.3 Технологические показатели вариантов разработки

С целью обоснования КИН рассмотрены 2 варианта разработки, которые отличаются плотностью сетки скважин.

В рамках рекомендуемого к реализации 2 варианта разработки, предусматривается продолжение реализаций утвержденных проектных решений АР-2021г с корректировками на текущее состояние. Разработка месторождения предусматривает существующим фондом скважин с проведением ГТМ по ограничению водопритоков. Согласно рекомендуемому 2 варианту рентабельный период разработки продлится до 2030г включительно, к которому накопленная добыча нефти составит 1 063,1 тыс.т., КИН по месторождению в целом при этом составит 0,637 доли ед.

#### Вариант I

Первый вариант предусматривает продолжение реализаций утвержденных проектных решений ДУПР-2014г, уплотнение сетки скважин путем ввода оставшихся 4 вертикальных скважин из бурения.

Таблица 1.1 – Проектные решения по 1 варианту разработки

№ п/п	№ скв.	Объект	Год	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
1	68	I	2025	1,3	Бурение ВС
2	69	I	2025	1,2	Бурение ВС
3	74	I	2026	1,2	Бурение ВС
4	75	I	2026	1,0	Бурение ВС

#### Вариант II (рекомендуемый)

Второй вариант предусматривает разработку месторождения существующим фондом скважин с дополнительным проведением ГТМ по ОВП в 4 скважинах.

Таким образом, в целом по месторождению предусматривается 4 ГТМ по ограничению водопритоков скважин.

Таблица 1.2 – Проектные решения по 2 варианту разработки

№ п/п	№ скв.	Объект	Год	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
1	23	I	2025	1,3	ОВП
2	46	I	2026	1,2	ОВП
3	48	I	2026	1,2	ОВП
4	67	I	2027	1,0	ОВП

Основные технологические показатели и характеристика фонда скважин по месторождению в целом приведены в таблицах 1.3-1.4.

Таблица 1.3 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2025	2	2	0	74	0	0	2	2	0	27	9	1,7	47,0	129,7
2026	2	2	0	76	0	0	0	0	0	27	9	1,6	44,4	118,5
2027	0	0	0	76	0	0	0	0	0	27	9	1,6	44,4	118,2
2028	0	0	0	76	0	0	0	0	0	27	9	1,5	43,1	114,9
2029	0	0	0	76	0	0	1	1	0	26	9	1,4	42,2	110,1
2030	0	0	0	76	0	0	1	1	0	25	9	1,4	41,5	104,2

Таблица 1.4 - Характеристика основных показателей по отбору нефти и жидкости по месторождению. 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.м³		Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная	годовая	накопленная
2025	16,8	1,6	22,4	997,9	94,5	0,598	455,6	8511,0	96,3	404,9	6830,5	0,017	10,089
2026	15,4	1,5	26,4	1013,2	96,0	0,607	416,1	8927,1	96,3	369,9	7200,3	0,015	10,104
2027	14,9	1,4	34,8	1028,1	97,4	0,616	415,3	9342,5	96,4	368,9	7569,2	0,015	10,119
2028	14,0	1,3	50,1	1042,1	98,7	0,624	403,8	9746,3	96,5	358,4	7927,6	0,014	10,133
2029	13,1	1,2	93,9	1055,2	99,9	0,632	387,4	10133,6	96,6	343,6	8271,3	0,013	10,146
2030	12,2	1,2	1433,5	1067,3	101,1	0,639	366,8	10500,4	96,7	325,2	8596,5	0,012	10,158

Таблица 1.5 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод нагнетательных скважин из бездействия, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2025	0	0	0	72	0	0	2	2	0	27	9	1,6	44,9	124,0
2026	0	0	0	72	0	0	0	0	0	27	9	1,6	43,0	114,6
2027	0	0	0	72	0	0	0	0	0	27	9	1,5	43,0	114,5
2028	0	0	0	72	0	0	0	0	0	27	9	1,4	41,8	111,3
2029	0	0	0	72	0	0	1	1	0	26	9	1,4	40,9	106,6
2030	0	0	0	72	0	0	1	1	0	25	9	1,3	40,2	100,8

Таблица 1.6 - 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							годовая	накопленная	годовая	накопленная
2025	16,0	1,5	21,3	997,0	94,4	0,597	435,4	8490,8	96,3	386,9	6812,5	0,016	10,088
2026	14,6	1,4	24,7	1011,6	95,8	0,606	402,6	8893,5	96,4	357,7	7170,2	0,015	10,103
2027	14,1	1,3	31,8	1025,7	97,1	0,615	402,4	9295,9	96,5	357,3	7527,4	0,014	10,117
2028	13,3	1,3	44,0	1039,0	98,4	0,623	391,4	9687,2	96,6	347,2	7874,7	0,013	10,130
2029	12,5	1,2	73,5	1051,5	99,6	0,630	375,3	10062,5	96,7	332,8	8207,5	0,012	10,143
2030	11,6	1,1	258,1	1063,1	100,7	0,637	355,0	10417,5	96,7	314,7	8522,2	0,012	10,154

## 1.4 Конструкция скважин

За отчетный период **01.01.2021-01.01.2025г** бурение новых скважин на месторождении С. Жолдыбай не производились.

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

При выборе конструкции проектных скважин учитываются особенности разреза, глубина залегания целевых объектов освоения и опыт проводки ранее пробуренных скважин.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать: условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины; условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность. Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

С учетом вышеизложенного, рекомендуются следующий вариант конструкции вертикальных (таблица 7.1.1).

**Направление Ø324мм**, спускается на глубину 30 м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

**Кондуктор Ø244,5мм**, спускается на глубину до 400 м, цементируется до устья с целью перекрытия возможно водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.

**Эксплуатационная колонна Ø168,3мм**, 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 продукции.

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

Проектная конструкция скважины приведена в таблице 1.7.

Таблица 1.7- Проектная конструкция скважин

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	393,7	323,9	30	До устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	295,3	244,5	400	До устья	ПЦТ-I-Г-СС-I
Эксплуатационная	215,9	168,3	700*	До устья	ПЦТ-I-Г-СС-I

**Примечание:** 1. \* глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания целевого продуктивного горизонта и может корректироваться во время бурения по результатам ГИС.

Строительство скважин осуществляется согласно рабочему проекту, в котором были уточнены диаметр и глубина спуска обсадных колонн.

### **Выбор буровой установки.**

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до проектной глубины и желательное применение мобильных буровых установок с повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении С. Жолдыбай более полно отвечает буровая установка ZJ-

20. На данной буровой установке возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для четырехступенчатой очистки бурового раствора.

Способы и режимы бурения скважин на месторождении выбираются исходя из геологических условий, глубины залегания продуктивных пластов, ожидаемых пластовых давлений, зон возможных осложнений, а также опыта бурения разведочных скважин на данном месторождении с целью достижения проектных скоростей бурения.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, и охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование (ОП). ОП представляет собой комплекс, состоящий из блока превенторов (плащечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина), манифольда (блок глушения, блок дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления превенторами.

Подготовительные работы к бурению нормируются согласно Инструкции ВСН 39-86. Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Расчет времени на освоение объектов в колонне произведен согласно ССНВ на испытание. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно выполненным расчетам полная продолжительность цикла строительства скважин приведена ниже.

**Таблица 1.8 - Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважин проектной глубиной 700 м**

Наименование работ		Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы		5
Подготовительные работы к бурению		2
Бурение и крепление скважины		19,74
В том числе,	Бурение:	11,0
	Крепление:	8,74
Освоение объектов в колонне		7,8
<b>Полная продолжительность цикла строительства скважины</b>		<b>34,54</b>

## 1.5 Сведение о производственном процессе

### *Текущее состояние системы сбора и промысловой подготовки продукции*

Действующим проектным документом разработки Жолдыбай Северный предусматривается применение герметизированной системы сбора и подготовки скважинной продукции.

Газожидкостная смесь с АГЗУ поступает в нефтегазосепаратор «НГС-2,5-2000», где происходит отделение газа от нефти. На входе НГС дозируется деэмульгатор типа «Рандем 2204» с дозировкой 230 г/т дозировочной установкой БР-2,5. Отделившийся газ поступает на осушку в газосепаратор «ГС-1,6-600» и далее подается на собственные нужды на печи ПТ-16/150. Эмульсия с нефтегазосепаратора поступает на печи подогрева жидкости ПТ-16/150 №1, где нагревается до 30-40°C, что способствует ускорению деэмульсации в отстойнике ОГ-200. В ОГ происходит окончательное разделение эмульсии на нефть и воду. После отстойника нефть с содержанием воды до 5% поступает на концевую сепарационную установку (КСУ).

Нефть после II-степени сепарации поступает в резервуар №3, оборудованный специальным маточником.

С резервуара №3 по переточному уровню 4,0 метра подготовленная нефть поступает в товарные резервуары №1, 2. С нижней перетока 2,0 метра бустерными насосами марки

«К-100-80-160» №1, №2 нефть через печь подогрева нефти ПТ-16/150М №2 откачивается обратно на РВС №3 (повторная деэмульсация).

С резервуара №3 подготовленная нефть поступает в товарные резервуары №1, №2  $V=1000\text{м}^3$  на отстой. После отстоя производится отбор проб нефти на аналитический контроль качества продукции. Подготовленная товарная нефть центробежным насосами ЦНС-180/212 №1, №2 (один насос в резерве) или поршневым насосом НБ-125 №3 с давлением  $P=10-21\text{ кгс/см}^2$  перекачивается по нефтепроводному трубопроводу «Жолдыбай Северный – Восточный Макат»,  $\text{Ø}219\times 8\text{мм}$ , протяженностью 20 км в центральный пункт сбора и подготовки нефти (ЦПСП) Восточный Макат для дальнейшей подготовки и сдачи потребителю АО «КазТрансОйл».

Согласно технологическому регламенту, составленный между НГДУ «Доссормунайгаз» и НГДУ Кайнармунайгаз», на ЦПСП Жолдыбай Северный подготавливается и транспортируется нефть месторождения Уаз, Уаз Восточный и Уаз Северный НГДУ «Кайнармунайгаз». Предварительно подготовленная нефть месторождения Уаз по трубопроводу «Уаз –Жолдыбай Северный» откачивается на ЦПСП Жолдыбай Северный.

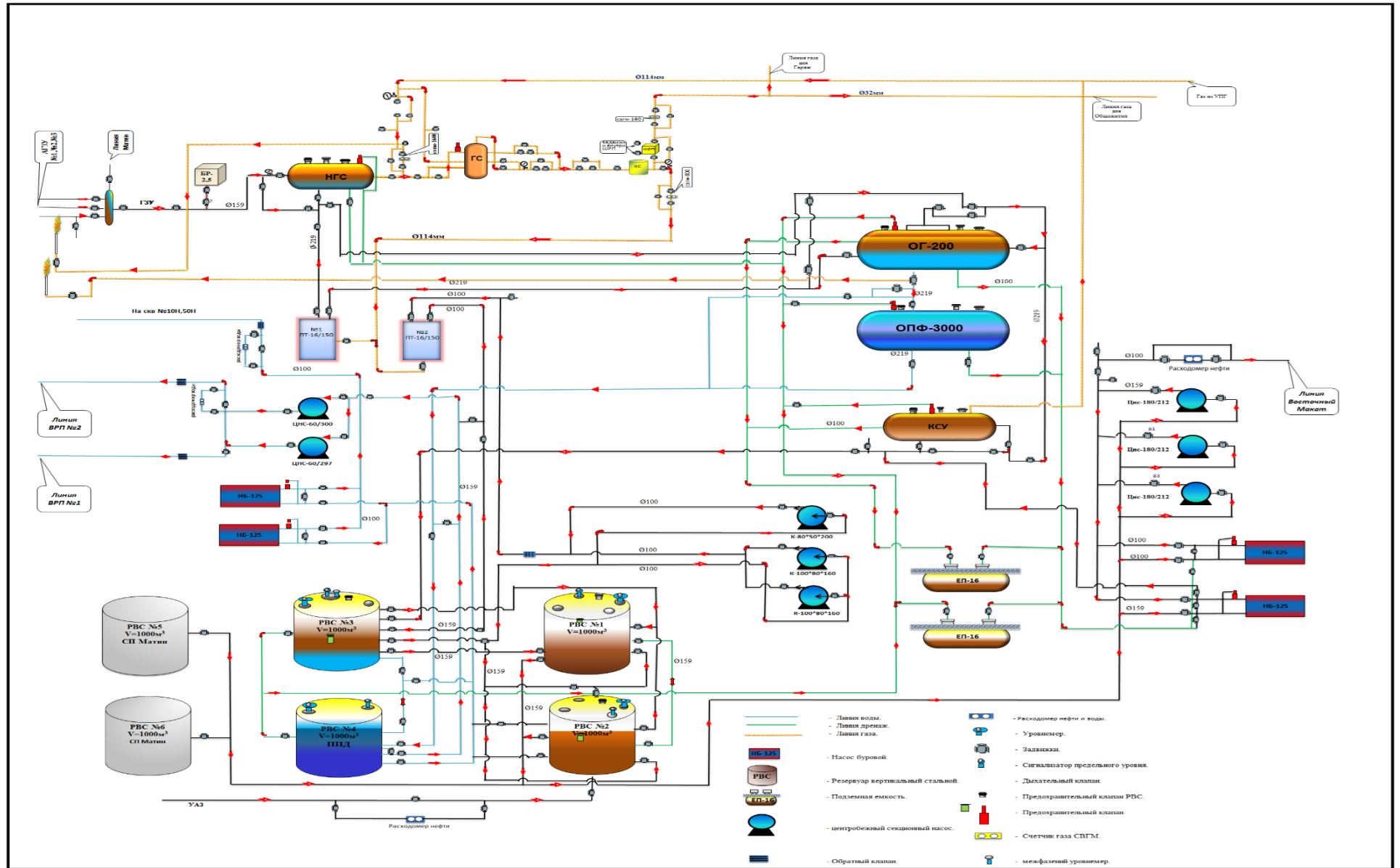


Рисунок 1.2– Принципиальная схема системы подготовки нефти, газа и воды на пункте сбора и подготовке нефти ЦПСЖ Жолдыбай Северный

### Программа утилизации газа

Газожидкостная смесь с небольшим содержанием газа с АГЗУ №1, №2, №3 поступает в НГС. Отделившийся от нефти в нефтегазосепараторе газ поступает в газосепаратор на осушку, а затем через используется для отопления социально-бытовых объектов.

Показатели добычи и потребления попутного газа на месторождении Жолдыбай Северный указаны в таблице 1.3.

Так как объема попутного газа, добываемого на месторождении Жолдыбай Северный, недостаточно для обеспечения собственных нужд месторождения, то нестача газа восполняется газом из УПГ месторождения Макат Восточный, поступающим по газопроводу «Макат Восточный –Жолдыбай Северный».

Товарный газ УКПГ в качестве топлива используется для печей ПТ-16-150 №1,2, Котел водогрейный «ВВ КВа 174/Сигнал КОВ-63Стн» (для отопления столовой) (1-раб,1-резерв), Котел «Ваумак ВУМ-SE-24» (для отопления хим.лаборатории) (1-раб,1-резерв), Котел газовый «Буран 47кВт» (для отопления провизорной) (1-ед), «Буран КВА-233» (2-1) (для отопления общежития) (1-раб,1-резерв), «Буран КВА-116» (2-1) (для отопления вагон общежития) (1-раб,1-резерв), Ква-500ЛЖ/Гн (2-1) (ВВ-500) (гараж, адм.зд.) (1-раб,1-резерв) Ква-350 (3-1) (ВВ-3560) (столовая на 150 мест), Ква-350 (3-1) (ВВ-3560) (столовая на 150 мест) (2-раб,1-резерв).

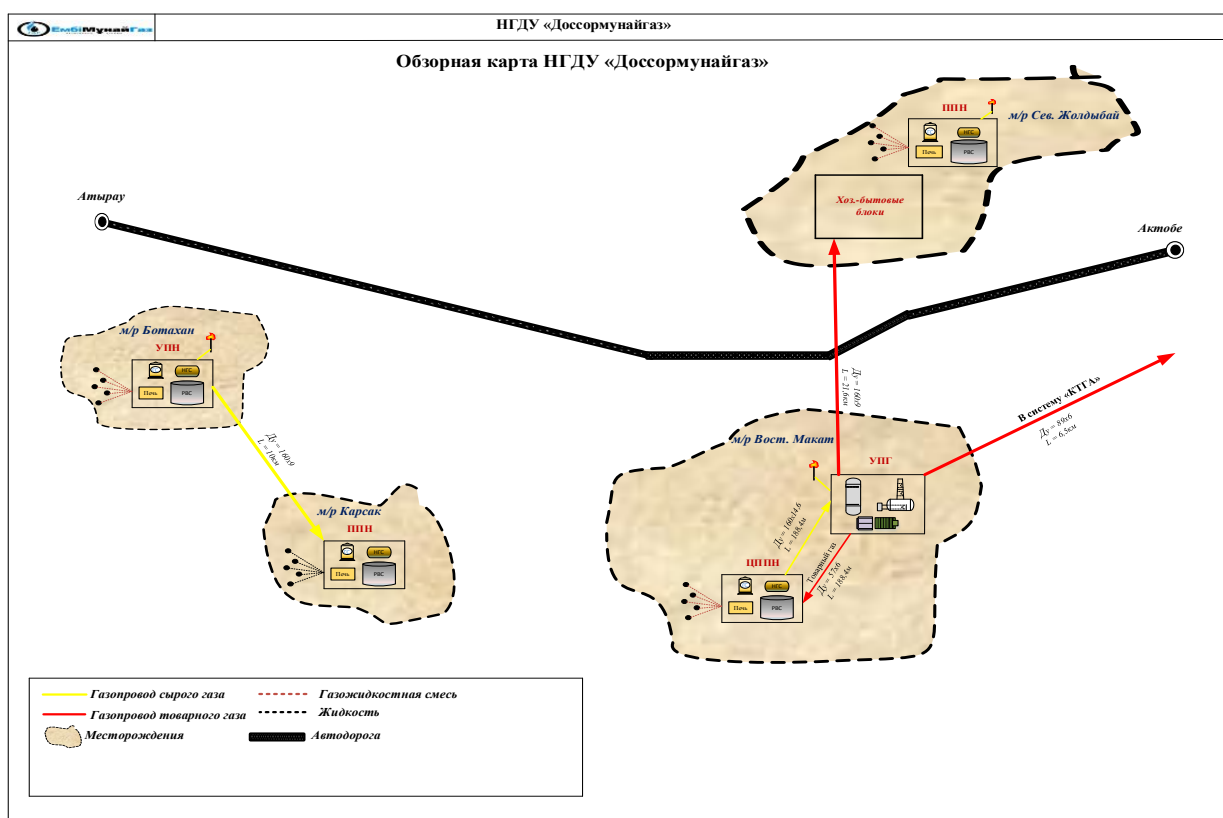


Рисунок 1.3 – Обзорная карта НГДУ «Доссормунайгаз»

В таблице 1.9 приведены баланс добычи попутного газа месторождения Жолдыбай Северный на период 2025-2030гг по вариантам разработки.

Таблица 1.9 - Баланс газа по месторождению Жолдыбай Северный (1-вариант)

№ п/п	Наименование	Общее кол-во	В работе	Расход газа, м³/час			Количество часов в работе в сутки			Эксплуатация (кол-во дней в году)			Объем газа, млн м³/год					
													2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Добыча газа, (V <sub>1</sub> )												0,017	0,015	0,015	0,014	0,013	0,012
2	Использование сырого газа на собственные нужды												0,016	0,015	0,014	0,013	0,012	0,011
	Технологические потери												0,000163	0,000149	0,000144	0,000136	0,000127	0,000118
3	Использование топливного газа с УПГ на собственные нужды месторождения (V <sub>1</sub> ), в т.ч.:												<b>2,764</b>	<b>2,764</b>	<b>2,767</b>	<b>2,768</b>	<b>2,764</b>	<b>2,764</b>
3.1	ПТ-16/150 (технол. для подготовки нефти) топливный газ	1	1	140	140	140	24	24	24	365	365	366	1,226	1,226	1,230	1,226	1,226	1,226
	ПТ-16/150 (технол. для подготовки нефти) сырой газ												0,016	0,015	0,014	0,013	0,012	0,011
3.2	ПТ-16/150 (для подогрева нефти при повторной деэмульсации)	1	1	140	140	140	24	24	24	365	365	366	1,226	1,226	1,226	1,230	1,226	1,226
3.3	Бурен КС-ТГВ-31,5 (2-1)*(для здания общежития)	2	1	5	5	5	24	24	24	365	365	366	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044
3.4	баутак ВУМ-SE 24(2-1) (для хим. лаборатории)	1	1	2,7	2,7	2,7	24	24	24	182	182	183	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
3.5	Бурен КВА-233 (2-1) (для новой столовой)	1	1	27,8	27,8	27,8	24	24	24	365	365	366	0,244	0,244	0,244	0,244	0,244	0,244
3.6	Таганай (VISSMAN) (2-1) (для отопления общежития)	1	1	2,7	2,7	2,7	24	24	24	182	182	183	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
4	Технологическое неизбежное сжигание газа (V <sub>v</sub> ) в т.ч.:												<b>0,000742</b>	<b>0,000715</b>	<b>0,000705</b>	<b>0,000687</b>	<b>0,000671</b>	<b>0,000653</b>
4.1	Сжигание газа на дежурных горелках и при постоянной продувке факельного коллектора (V <sub>7</sub> ):												0,000420	0,000420	0,000420	0,000420	0,000420	0,000420
4.1.1	Дежурная горелка	1	1	2,5	2,5	2,5	24	24	24	7	7	7	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042
4.2	При техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования при опорожнении и продувках газопроводов (ТО и ППР) V <sub>8</sub>												<b>0,000322</b>	<b>0,000295</b>	<b>0,000285</b>	<b>0,000267</b>	<b>0,000251</b>	<b>0,000233</b>

Таблица 1.10- Баланс газа по месторождению Жолдыбай Северный (рекомендуемый 2-вариант)

№ п/п	Наименование	Общее кол-во	В работе	Расход газа, м³/час			Количество часов в работе в сутки			Эксплуатация (кол-во дней в году)			Объем газа, млн м³/год					
													2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Добыча газа, (V <sub>1</sub> )												0,016	0,015	0,014	0,013	0,012	0,012
2	Использование сырого газа на собственные нужды												0,015	0,014	0,013	0,012	0,011	0,011
	Технологические потери												0,000155	0,000146	0,000136	0,000126	0,000117	0,000117
3	Использование топливного газа с УПГ на собственные нужды месторождения (V <sub>1</sub> ), в т.ч.:												<b>2,764</b>	<b>2,764</b>	<b>2,764</b>	<b>2,771</b>	<b>2,765</b>	<b>2,764</b>
3.1	ПТ-16/150 (технол. для подготовки нефти) топливный газ	1	1	140	140	140	24	24	24	365	365	366	1,226	1,226	1,226	1,230	1,226	1,226
	ПТ-16/150 (технол. для подготовки нефти) сырой газ												0,015	0,014	0,013	0,012	0,011	0,011
3.2	ПТ-16/150 (для подогрева нефти при повторной деэмульсации)	1	1	140	140	140	24	24	24	365	365	366	1,226	1,226	1,226	1,230	1,226	1,226
3.3	Бурен КС-ТГВ-31,5 (2-1)*(для здания общежития)	2	1	5	5	5	24	24	24	365	365	366	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044
3.4	баутак ВУМ-SE 24(2-1) (для хим. лаборатории)	1	1	2,7	2,7	2,7	24	24	24	182	182	183	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
3.5	Бурен КВА-233 (2-1) (для новой столовой)	1	1	27,8	27,8	27,8	24	24	24	365	365	366	0,244	0,244	0,244	0,244	0,244	0,244
3.6	Таганай (VISSMAN) (2-1) (для отопления общежития)	1	1	2,7	2,7	2,7	24	24	24	182	182	183	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
4	Технологическое неизбежное сжигание газа (V <sub>v</sub> ) в т.ч.:												<b>0,000727</b>	<b>0,000708</b>	<b>0,000688</b>	<b>0,000669</b>	<b>0,000650</b>	<b>0,000650</b>
4.1	Сжигание газа на дежурных горелках и при постоянной продувке факельного коллектора (V <sub>7</sub> ):												0,000420	0,000420	0,000420	0,000420	0,000420	0,000420
4.1.1	Дежурная горелка	1	1	2,5	2,5	2,5	24	24	24	7	7	7	0,000420	0,000420	0,000420	0,000420	0,000420	0,000420
4.2	При техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования при опорожнении и продувках газопроводов (ТО и ППР) V <sub>8</sub>												<b>0,000307</b>	<b>0,000288</b>	<b>0,000268</b>	<b>0,000249</b>	<b>0,000230</b>	<b>0,000230</b>

## 2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

### 2.1 Природно-климатические условия

Климат района резко континентальный, аридный. Для него характерны холодная зима с устойчивым снежным покровом и сравнительно короткое, умеренное жаркое лето, большие годовые и суточные колебания температуры воздуха, поздние весенние и ранние осенние заморозки, постоянно дующие ветры.

Зима умеренно холодная, устойчивые морозы начинаются в конце ноября. Средние температуры днем в январе -10...-12°C, ночью до -25°C. Весна характеризуется быстрым переходом от зимы к лету и большими перепадами дневных и ночных температур воздуха. Лето сухое и жаркое, температура воздуха днем + 25...+ 30°C, ночью +15...+20°C.

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

**Таблица 2.1- Общая климатическая характеристика**

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (XII)	-11,1°C
Средняя минимальная температура воздуха самого жаркого месяца (VIII)	+35,1°C
Годовое количество осадков за холодный период года (XI-III)	78,6 мм
Годовое количество осадков за теплый период года (IV-X)	110,4 мм
Абсолютный максимум скорости ветра при порыве м/сек	26

**Таблица 2.2 - Среднемесячная и годовая температура воздуха, °С**

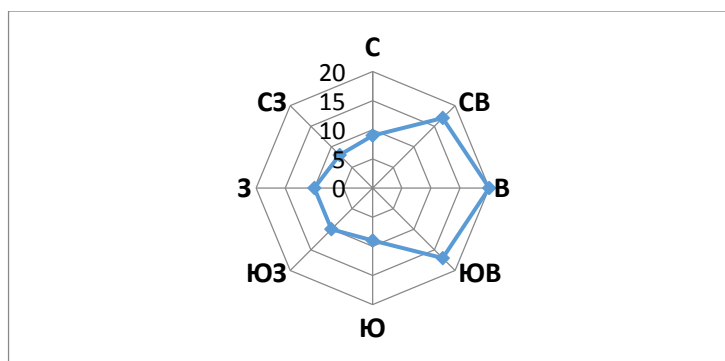
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-7,7	-4,3	1,8	16,8	16,8	26,7	27,7	25,4	19,1	10,1	2,2	-3,7	10,9

**Таблица 2.3 – Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с**

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
5,9	5,7	5,5	5,5	4,5	5,1	5,0	4,4	5,2	4,8	5,4	5,1	5,2

**Таблица 2.4 - Повторяемость направления ветра и штилей (%)**

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
9	17	20	17	9	10	10	8	0



**Рис. 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 Жолдыбай Северный 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 2.5.

**Таблица 2.5-Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за 2024г**

Точка отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Норма ПДК м.р. мг/м <sup>3</sup>	Фактическая концентрация, мг/ м <sup>3</sup>				Наличие превышения ПДК	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
			1 кв	2 кв	3 кв	4 кв		
граница СЗЗ М-1-01 53°30'45" 47°50'17"	Диоксид азота	0,2	0,002	0,005	0,002	0,002	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид азота	0,4	0,003	0,001	0,004	0,004	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	< 0,025	< 0,025	< 0,025	< 0,025	Отсутствуют	Не требуется
	Сероводород	0,008	< 0,004	< 0,004	< 0,004	< 0,004	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	0,317	0,328	0,233	1,74	Отсутствуют	Не требуется
	Углеводороды	50,0	0,468	0,618	0,406	0,357	Отсутствуют	Не требуется
	Пыль (взв. в-ва)	0,3	<0,05	0,013	0,013	< 0,05	Отсутствуют	Не требуется
граница СЗЗ М-1-02 53°27'06" 47°51'09"	Диоксид азота	0,2	0,002	0,007	0,001	0,002	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид азота	0,4	0,004	0,003	0,003	0,004	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	< 0,025	< 0,025	< 0,025	< 0,025	Отсутствуют	Не требуется
	Сероводород	0,008	< 0,004	< 0,004	< 0,004	< 0,004	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	0,225	0,416	0,403	1,54	Отсутствуют	Не требуется
	Углеводороды	50,0	0,438	0,644	0,448	0,421	Отсутствуют	Не требуется
	Пыль (взв. в-ва)	0,3	<0,05	0,014	0,011	< 0,05	Отсутствуют	Не требуется

**Вывод:** Анализ, проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха, на границе санитарно-защитной зоны месторождения Жолдыбай Северный показал, что за 2024г. 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 км<sup>2</sup>.

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 км<sup>2</sup>). 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. Среднемноголетний пик паводка приходится на середину мая.

Отличительной чертой рассматриваемой территории является практически повсеместное скопление поверхностных вод во временных и периодически образующихся водотоках. называемых «сорами». Соры представляют собой низинные участки, в которых вода скапливается во время дождей, после чего испаряется, оставляя грязевые равнины, солончаки или засоленные участки. Источниками происхождения этой воды являются атмосферные осадки, а также подземные воды верхнего горизонта, поступающие сюда с восточной части территории и разгружающиеся здесь в пределах периферии новокаспийской равнины. В весенний период, когда атмосферные осадки максимальны и происходит подъем уровня грунтовых вод, уровень воды в сорах поднимается. При спаде уровня подземных вод, естественно снижается и уровень воды в сорах.

Водоносный горизонт территории содержит воды с минерализацией от 93.5 до 229.5 г/дм<sup>3</sup>. Химический состав вод хлоридно-натриевый. Соры в данном случае являются аккумуляторами всех поверхностных стоков атмосферных осадков с окружающих их поверхностей. Кроме того, для грунтовых вод верхнечетвертичных морских хвалынских отложений и напорных вод нижнемеловых, юрских, триасовых они служат областью их разгрузки. Грунтовые воды залегают на глубине 2-4 м. В разрезе надсолевого комплекса пород прослеживаются водоносные горизонты мощностью от 5 до 40 м. представленные песками и песчаниками, в отдельных случаях встречаются прослои известняков.

Самый верхний водоносный горизонт новокаспийских отложений имеет минерализацию в пределах 20-200 г/дм<sup>3</sup>, по химическому составу хлоридно-натриевого типа. Коэффициенты фильтрации изменяются в пределах 0.15-0.80 м/сут, что указывает на застойный не дренируемый характер вод. Глубина залегания первого водоносного горизонта изменяется от 0,6-1,0 м. у береговой линии моря до 1.8-4.6 м на остальной территории в зависимости от рельефа.

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.

В ходе мониторинга грунтовых вод были отобраны пробы из 9 скважин. Результаты контроля за качеством подземных/грунтовых вод представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Результаты контроля грунтовых вод за 2024 г.

№, п/п	Наименование точки отбора	Уровень, м	Глубина, м	рН	Сухой остаток, мг/дм <sup>3</sup>	Массовая концентрация нефтепродуктов,	Фенолы, мг/дм <sup>3</sup>	АПАВ, мг/дм <sup>3</sup>	ХПК, мгО/дм <sup>3</sup>	Железо общее, мг/дм <sup>3</sup>	Азот аммонийный, мг/дм <sup>3</sup>	Нитриты, мг/дм <sup>3</sup>	Нитраты, мг/дм <sup>3</sup>	Медь, мг/дм <sup>3</sup>	Цинк, мг/дм <sup>3</sup>	Свинец, мг/дм <sup>3</sup>	Никель, мг/дм <sup>3</sup>
<b>2 квартал 2024г</b>																	
1	Скв. №58	4,40	6,20	7,2	63 235,63	0,05	0,008	0,167	955,0	1,154	1,340	0,316	1,067	0,007	<0,1	0,002	0,004
2	Скв. №59	3,55	5,60	6,9	71 607,90	0,13	0,009	0,516	820,0	0,684	2,118	0,273	1,640	0,014	<0,1	0,009	<0,005
3	Скв. №60	4,50	7,10	6,8	81 148,40	0,19	0,011	0,352	712,5	0,971	0,389	0,473	1,420	<0,0005	<0,1	<0,002	<0,005
4	Скв. №61	4,20	6,65	7,7	79 396,07	0,09	0,007	0,447	746,3	1,689	1,686	0,230	0,556	<0,0005	<0,1	<0,002	<0,005
5	Скв. №Ф-1	1,40	7,35	7,0	100 034,69	0,07	0,010	0,122	586,3	2,081	0,130	0,044	0,104	<0,0005	<0,1	0,008	<0,005
6	Скв. №Н-2	2,15	9,45	6,8	89 910,08	0,02	0,004	0,359	642,5	1,977	0,303	0,166	0,121	<0,0005	<0,1	0,002	0,002
7	Скв. №Н-3	1,70	9,15	7,1	85 821,30	0,05	0,006	0,275	558,8	1,533	0,389	0,059	0,109	<0,0005	<0,1	0,004	0,004
8	Скв. №Н-4	1,85	9,50	7,4	72 776,13	0,09	0,012	0,461	516,3	1,102	0,562	0,087	0,126	0,015	<0,1	<0,002	<0,005
9	Скв. №Н-5	1,55	9,50	6,7	69 466,16	0,11	0,013	0,300	493,8	0,828	0,086	0,030	0,099	0,013	<0,1	<0,002	<0,005
<b>4 квартал 2024г</b>																	
1	Скв. №58	4,15	6,20	7,8	86 964,79	0,08	0,005	0,470	886,3	1,050	0,936	0,163	0,995	0,097	0,033	0,106	<0,005
2	Скв. №59	3,20	5,60	6,9	71 005,28	0,15	0,013	0,319	668,8	1,206	1,571	0,349	1,105	<0,0005	<0,1	<0,002	0,018
3	Скв. №60	4,70	7,10	8,1	94 944,55	0,17	0,015	0,422	582,6	0,841	0,265	0,558	1,127	0,016	0,020	0,040	0,057
4	Скв. №61	4,00	6,65	7,5	77 233,38	0,10	0,008	0,560	602,5	1,350	1,183	0,150	0,638	0,103	0,055	0,007	0,032
5	Скв. №Ф-1	1,25	7,35	6,6	91 051,99	0,09	0,011	0,238	638,8	1,467	0,230	0,115	0,134	0,001	<0,1	0,012	<0,005
6	Скв. №Н-2	2,00	9,45	6,6	70 810,65	0,04	0,006	0,514	577,6	1,755	0,441	0,108	0,153	0,071	<0,1	<0,002	<0,005
7	Скв. №Н-3	1,90	9,15	7,4	74 119,33	0,07	0,009	0,485	411,3	1,272	0,282	0,136	0,181	0,148	<0,1	0,081	<0,005
8	Скв. №Н-4	1,70	9,50	7,7	59 327,58	0,10	0,012	0,354	345,1	1,820	0,494	0,177	0,148	<0,0005	<0,1	0,027	<0,005
9	Скв. №Н-5	1,75	9,50	6,2	57 575,93	0,13	0,015	0,286	563,8	1,637	0,124	0,091	0,123	<0,0005	0,018	<0,002	<0,005

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

## 2.4 Почвенный покров

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

Важную роль в формировании и пространственном распределении почвенного покрова Прикаспийской низменности играет микрорельеф, представленный здесь разнообразными по величине и форме западинами и блюдцами, генетически связанными с суффозионными, эрозионными и дефляционными процессами. Перераспределяя атмосферную влагу по поверхности, микрорельеф создает неодинаковые гидрологические и микроклиматические условия почвообразования, следствием чего является весьма характерная для данного района резко выраженная комплексность почвенно-растительного покрова.

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

Мониторинг почв на месторождении является составной частью системы производственного мониторинга окружающей среды и проводится с целью:

- своевременного получения достоверной информации о воздействии объектов месторождений на почвенный покров;
- оценки, прогноза и разработки рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий техногенного воздействия нефтедобычи на природные комплексы, рациональному использованию и охране почв;
- создания информационного обеспечения мониторинга почв.

Результаты химического анализа проб почвы представлены в таблице 2.7.

**Таблица 2.7 - Результаты контроля почвы**

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентраций (мг/кг)	Фактическая концентрация (мг/кг)	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
<b>2 квартал 2024г</b>					
СЭП-1 территория нефтепромысла 53°28'43,1" 47°50'30,0"	Медь	3,0	0,141	не превышает	-
	Цинк	23,0	4,593	не превышает	-
	Свинец	32,0	5,049	не превышает	-
	Никель	4,0	0,067	не превышает	-
	Массовая доля нефтепродуктов	не нормир-я	57,1	-	-
СЭП-2 территория нефтепромысла 53°28'39,8" 47°50'01,08"	Медь	3,0	0,014	не превышает	-
	Цинк	23,0	2,117	не превышает	-
	Свинец	32,0	3,035	не превышает	-
	Никель	4,0	0,369	не превышает	-
	Массовая доля	не нормир-я	47,5	-	-

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентраций (мг/кг)	Фактическая концентрация (мг/кг)	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
	нефтепродуктов				
<b>4 квартал 2024г</b>					
СЭП-1 территория нефтепромысла 53°28'43,1" 47°50'30,0"	Медь	3,0	0,249	не превышает	-
	Цинк	23,0	4,123	не превышает	-
	Свинец	32,0	3,040	не превышает	-
	Никель	4,0	<2,5	не превышает	-
	Массовая доля нефтепродуктов	не нормир-я	66,4	-	-
СЭП-2 территория нефтепромысла 53°28'39,8" 47°50'01,08"	Медь	3,0	0,374	не превышает	-
	Цинк	23,0	5,095	не превышает	-
	Свинец	32,0	5,138	не превышает	-
	Никель	4,0	0,070	не превышает	-
	Массовая доля нефтепродуктов	не нормир-я	51,8	-	-

Анализ полученных данных показал, что в отчетном периоде превышения предельно-допустимых концентраций в почве по наблюдаемым компонентам на месторождении Жолдыбай Северный не наблюдается.

## 2.5 Растительный покров

Исследуемая территория расположена в пустынной зоне, в подзоне остепненных пустынь. Географическое положение обуславливает однородность пространственной структуры, бедность ботанического состава, низкий уровень биологического разнообразия. Основу растительного покрова составляет ксерогалофитная растительность из сочных многолетних и однолетних солянок. Практически повсеместно преобладает солянковая растительность, за исключением сорных понижений, поверхность которых практически оголена.

Растительность участка представлена различными жизненными формами: древесная растительность (кустарники и полукустарники), и травянистые: (многолетние и одно-двулетние травы). Кустарники, как в составе флоры, так и растительного покрова играют очень незначительную роль. Основу флоры составляют травянистые растения.

Пустынная растительность представлена следующими сообществами.

Однолетнесолянковые:

- однолетнесолянковые, в сочетании с редкими требенщиком и соляноколосником (клемакоптера мясистая и шерсистая, петросимония раскидистая, гребенщик многоветвистый, соляноколосник каспийский);

- мортуково-однолетнесолянковые (мортук восточный, мортук пшеничный, клемакоптера мясистая и шерсистая, петросимония раскидистая, соляноколосник каспийский, солянка натронная, солянка содоносная, сведа заостренная);

- соляноколосниково-однолетнесолянковые (соляноколосник каспийский, солянка натронная, солянка содоносная, сведа заостренная, клемакоптера мясистая и шерсистая, петросимония раскидистая).

Белоземельнополюнные:

- белоземельнополюнно - солянковые (полюнь белоземельная, полюнь Лерховская, полюнь селитрянная, сведа заостренная, клемакоптера шерсистая, солянка натронная, солянка содоносная, сведа заостренная, петросимония раскидистая);

- бюргуновые (бюргун солончаковый).

Кустарниковые:

- эфимерно-гребенщиковые (мортук пшеничный, додарция, крестовник Ноевский, дескурайния Софьи, гребенщик многоветвистый);
- злаково-разнотравно-гребенщиковые (верблюжья колючка, лебеда татарская солодка голая, софора лисохвостая, дымнянка, кермек Гмелина, грамала, спорыш).

## 2.6 Животный мир

Наибольшее количество видов млекопитающих относится к насекомоядным, грызунам и мелким хищникам.

Насекомоядные, семейство ежовые, представлены видом ушастый ёж - *Erinaceus awitus*. Представители этого вида встречаются в разреженных зарослях гребенщика.

Отряд хищные, семейство псовые, представлены 3 видами: Волк – *Canus lupus* - вид, предпочитающий селиться в мелкосопочнике или в массивах бугристых песков. Корсак - (*Vulpes corsac*) распространён практически на всей территории участка, и лисица (*ulpes vulpes*) - обитает на полупустынных участках с кустарниковой растительностью.

Отряд зайцеобразные, семейство зайцы представлено видом заяц-русак (*Lepus europaeus*).

Семейство куньи представлено лаской (*Mustela nivalis*) и степным хорьком (*Mustela eversmanni*) - хищные зверьки, питающиеся насекомыми, грызунами, мелкими пернатыми и пресмыкающимися.

Отряд грызуны. Семейство ложнотушканчиковые представлено 3-мя видами: малый тушканчик - (*Allactaga elater*), большой тушканчик (*Allactaga major*) и тушканчик прыгун (*Allactaga sibirica*), которые обитают на участках полупустынного характера. Емуранчик (*Stylodipus telum*) селится в мелкобугристом рельефе. Мохноногий тушканчик (*Dipus sagitta*) обитает на территории с задернованными почвами. Хомяковые представлены следующими видами: серый хомячок (*Cricetulus migratorius*) и обыкновенная полёвка (*Microtus arvalis*).

Семейство песчанковые. Большая песчанка (*Rhombomys opimus*) - широко распространённый грызун, живущий колониями, гребенщиковая песчанка (*Meriones tamariscinus*) селится по пескам, тяготеет к кустарникам гребенщика. Краснохвостая песчанка (*Meriones libycus*) обитает в эфемероидных всхолмлённых пустынях с плотными почвами и по закреплённым пескам.

### 3. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА

#### 3.1 Социально-экономические условия района

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

Месторождение Жолдыбай Северный находится в Макатском 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. км<sup>2</sup>. 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 2024г**

	Естественный прирост	Рождаемость	Смертность	Младенческая смертность*	Брачность	Разводимость
<b>Все население</b>						
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
<b>Городское население</b>						
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
<b>Сельское население</b>						
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
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
--------------------	-------	-------	------	------	------	------

### 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
<b>Всего</b>	63565	9 541	119	49 848	4 057
Атырау г.а.	45261	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
Кзылжогинский	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
<b>Все население</b>						
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) <sup>1)</sup>	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
<b>Городское население</b>						
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) <sup>1)</sup>	-	-	-	-	-	-
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
<b>Сельское население</b>						
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) <sup>1)</sup>	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*

Социально-экономические факторы

Ведение работ на этой территории способствует:

- поступлению налогов в местный и республиканский бюджет.
- созданию дополнительных рабочих мест.

*Характер воздействия.* Анализ предоставленных данных показал, что характер воздействия положительный, региональный.

*Уровень воздействия.* Уровень воздействия характеризуется положительным экономическим фактором.

*Природоохранные мероприятия.* Разработка природоохранных мероприятий не требуется.

*Остаточные последствия.* Пренебрежимо малые.

Значительных изменений в санитарно-эпидемиологическом состоянии территории в результате намечаемой деятельности не прогнозируется.

#### 4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

##### 4.1 Инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу

Данный отчет представляет собой проект отчет к «Проекту разработки месторождения Жолдыбай Северный» 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 поведении 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.;

##### Вариант I

Первый вариант предусматривает продолжение реализаций утвержденных проектных решений ДУПР-2014г, уплотнение сетки скважин путем ввода оставшихся 4 вертикальных скважин из бурения.

##### Вариант II (рекомендуемый)

Второй вариант предусматривает разработку месторождения существующим фондом скважин с дополнительным проведением ГТМ по ОВП в 4 скважинах.

Таким образом, в целом по месторождению предусматривается 4 ГТМ по ограничению водопритоков скважин.

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

При реализации данного проекта *по первому варианту разработки* предусматривается бурения 4 вертикальных скважин №№68, 69, 74, 75:

Таблица 4.1 - Проектные решения по 1 варианту разработки

№ п/п	№ скв.	Объект	Год	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
1	2	3	4	5	6
1	68	I	2025	1,3	Бурение ВС
2	69	I	2025	1,2	Бурение ВС
3	74	I	2026	1,2	Бурение ВС
4	75	I	2026	1,0	Бурение ВС

**Источниками воздействия на атмосферный воздух при СМР являются:****Неорганизованные источники:**

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

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

- Источник №0001, буровая установка ZJ-20;
- Источник №0002, цементировочный агрегат;
- Источник №0003, ДЭС вахтового поселка;

**Неорганизованные источники:**

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

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

- Источник №0004, буровая установка;

**Неорганизованные источники:**

- Источник №6007, емкость для топлива;
- Источник №6008, насос для перекачки нефти;
- Источник №6009-6012 добывающие скважины.

*В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 16 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 4, неорганизованных - 12.*

Технологический процесс при эксплуатации месторождения Жолдыбай Северный по всем вариантам разработки происходит одинаково.

**Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются:****Организованные источники:**

- Источник №0129-0130. Котельная;
- Источник №0131-0132. Котельная;
- Источник №0365-0366. Котельная;
- Источник №0282, 0283. Котельная;
- Источник №0134 Дизельная электростанция (ДЭС);
- Источник №0261 Дизельная электростанция (ДЭС);
- Источник №0137 Печь подогрева ПТ 16/150;
- Источник №0138-0139 Печь подогрева ПТ 16/150;
- Источник №0140, 0271. Котельная;
- Источник № 0141-0143 Резервуары РВС;
- Источник №0260 Хим. Лаборатория;
- Источник 0266-001 Факельная установка V7;
- Источник 0266-002 Факельная установка V8;
- Источник №0323. Дизельная электростанция (ДЭС);

**Неорганизованные источники:**

- Источник №6993. Сварочный пост с ТДМ-502;
- Источник №6994. Пост газорезки;
- Источник № 6995-7021 Скважины;

- 2025 – по 27 скв. (ежегодно);
- 2026г – по 27 скв. (ежегодно);
- 2027г – по 27 скв. (ежегодно);
- 2028г – по 27 скв. (ежегодно);
- 2029г – по 26 скв. (ежегодно);
- 2030г – по 25 скв. (ежегодно);
- Источник № 7025-7051 Дренажная емкость на устье скважин;
- Источник № 7055-7057. АГЗУ;
- Источник № 7058-7060 . Дренажная емкость на ГЗУ;
- Источник № 7061 Нефтегазосепаратор;
- Источник № 7063. Газосепаратор (ГС);
- Источник № 7065. Отстойник ОГ-200;
- Источник № 7066. Отстойник ОПФ-3000;
- Источник № 7067-7071, 7153-7154 Насосы для нефти;
- Источник № 7072-7073. Дренажная емкость ЕП-16;
- Источник № 7546-7548. Дренажная емкость;
- Источник № 7549 Концевая сепарационная установка КСУ;
- Источник №7550-7551 Кондетсатсборник;
- Источник №7552 ГРПШ;
- Источник №7553-7559 Насос ППН.

*В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 21 стационарных организованных источников загрязнения, 89 стационарных неорганизованных источников загрязнения.*

**ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ВТОРОМУ РЕКОМЕНДУЕМОМУ ВАРИАНТУ РАЗРАБОТКИ**

При реализации данного проекта *по второму рекомендуемому варианту* предусматривает строительство скважин не предусмотрено.

Таблица 4.2 - Проектные решения по 2 варианту разработки

№ п/п	№ скв.	Объект	Год	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
1	2	3	4	5	6
1	23	I	2025	1,3	ОВП
2	46	I	2026	1,2	ОВП
3	48	I	2026	1,2	ОВП
4	67	I	2027	1,0	ОВП

**Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются:****Организованные источники:**

- Источник №0129-0130. Котельная;
- Источник №0131-0132. Котельная;
- Источник №0365-0366. Котельная;
- Источник №0282, 0283. Котельная;
- Источник №0134 Дизельная электростанция (ДЭС);
- Источник №0261 Дизельная электростанция (ДЭС);
- Источник №0137 Печь подогрева ПТ 16/150;
- Источник №0138-0139 Печь подогрева ПТ 16/150;
- Источник №0140, 0271. Котельная;
- Источник № 0141-0143 Резервуары РВС;
- Источник №0260 Хим. Лаборатория;
- Источник 0266-001 Факельная установка V7;
- Источник 0266-002 Факельная установка V8;
- Источник №0323. Дизельная электростанция (ДЭС);

**Неорганизованные источники:**

- Источник №6993. Сварочный пост с ТДМ-502;
- Источник №6994. Пост газорезки;
- Источник № 6995-7021 Скважины:
  - 2025 – по 27 скв. (ежегодно);
  - 2026г – по 27 скв. (ежегодно);
  - 2027г – по 27 скв. (ежегодно);
  - 2028г – по 27 скв. (ежегодно);
  - 2029г – по 26 скв. (ежегодно);
  - 2030г – по 25 скв. (ежегодно);
- Источник № 7025-7051 Дренажная емкость на устье скважин;
- Источник № 7055-7057. АГЗУ;
- Источник № 7058-7060 . Дренажная емкость на ГЗУ;
- Источник № 7061 Нефтегазосепаратор;
- Источник № 7063. Газосепаратор (ГС);
- Источник № 7065. Отстойник ОГ-200;
- Источник № 7066. Отстойник ОПФ-3000;
- Источник № 7067-7071, 7153-7154 Насосы для нефти;
- Источник № 7072-7073. Дренажная емкость ЕП-16;
- Источник № 7546-7548. Дренажная емкость;

- Источник № 7549 Концевая сепарационная установка КСУ;
- Источник №7550-7551 Кондетсатсборник;
- Источник №7552 ГРПШ;
- Источник №7553-7559 Насос ППН.

В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 21 стационарных организованных источников загрязнения, 89 стационарных неорганизованных источников загрязнения.

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

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

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

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

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

#### 4.1.1 Стационарные источники загрязнения

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

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

### **ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ПЕРВОМУ ВАРИАНТУ РАЗРАБОТКИ**

Таблица 4.3 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 4 вертикальных скважин (I вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м <sup>3</sup>	ПДКс.с., мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	
						1 скв.	4 скв.
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04	3	0,01092	0,001573	0,006292
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001	2	0,001153	0,000166	0,000664
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	2	6,4352	3,48544	13,94176
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	3	1,04572	0,566384	2,265536
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05	3	0,418958333	0,21784	0,87136
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3	1,0055	0,5446	2,1784
0333	Сероводород	0,008		2	0,0000362	0,0000052	2,08E-05
0337	Углерод оксид	5	3	4	5,195083332	2,83192	11,32768
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0,01429	0,00967	0,03868

0703	Бенз/а/пирен				0,000010055	5,992E-06	2,4E-05
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2	0,0052	0,003924	0,015696
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2	0,10055	0,05446	0,21784
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/	1		4	2,442958333	1,30874	5,23496
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05	3	0,458761	0,1949	0,7796
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1	3	0,000285	0,000041	0,000164
<b>В С Е Г О :</b>					<b>17,13463</b>	<b>9,21967</b>	<b>36,8786</b>

*Ниже представлены сводные таблицы при эксплуатации месторождения Жолдыбай Северный на 2025-20230гг при реализации проекта по первому варианту разработки.*

**Таблица 4.4 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2025-2030гг по 1 варианту разработки**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ											
		2025г		2026г		2027г		2028г		2029г		2030г	
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
0123	Железо (II, III) оксиды	0,02155	0,06104	0,02155	0,06104	0,02155	0,06104	0,02155	0,06104	0,02155	0,06104	0,02155	0,06104
0143	Марганец и его соединения	0,00042	0,00153	0,00042	0,00153	0,00042	0,00153	0,00042	0,00153	0,00042	0,00153	0,00042	0,00153
0301	Азота (IV) диоксид	0,66392	7,23948	0,66383	7,23942	0,66379	7,23940	0,66373	7,23936	0,66368	7,23933	0,66361	7,23929
0302	Азотная кислота	0,00043	0,00457	0,00043	0,00457	0,00043	0,00457	0,00043	0,00457	0,00043	0,00457	0,00043	0,00457
0304	Азот (II) оксид	0,81462	8,55333	0,81461	8,55332	0,81460	8,55332	0,81459	8,55331	0,81458	8,55331	0,81457	8,55330
0328	Углерод (Сажа)	0,10605	1,08307	0,10597	1,08302	0,10594	1,08300	0,10589	1,08297	0,10584	1,08294	0,10579	1,08291
0330	Сера диоксид	0,20837	2,17849	0,20837	2,17849	0,20837	2,17849	0,20837	2,17849	0,20837	2,17849	0,20837	2,17849
0333	Сероводород (518)	0,00140	0,04347	0,00140	0,04335	0,00140	0,04330	0,00140	0,04322	0,00140	0,04311	0,00140	0,04302
0337	Углерод оксид	0,71899	10,41305	0,71820	10,41257	0,71791	10,41239	0,71738	10,41208	0,71692	10,41180	0,71639	10,41148
0342	Фтористые газообразн. соед.	0,00009	0,00060	0,00009	0,00060	0,00009	0,00060	0,00009	0,00060	0,00009	0,00060	0,00009	0,00060
0344	Фториды неорганич.	0,00040	0,00264	0,00040	0,00264	0,00040	0,00264	0,00040	0,00264	0,00040	0,00264	0,00040	0,00264
0410	Метан (727*)	0,23840	7,50156	0,23838	7,50155	0,23838	7,50154	0,23836	7,50153	0,23835	7,50153	0,23834	7,50152
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,38052	11,44266	0,38052	11,28774	0,38052	11,23242	0,38052	11,13283	0,37974	11,00841	0,37894	10,88399
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,03126	0,77945	0,03126	0,72199	0,03126	0,70147	0,03126	0,66454	0,03126	0,62760	0,03126	0,59067
0602	Бензол (64)	0,00041	0,01018	0,00041	0,00943	0,00041	0,00916	0,00041	0,00868	0,00041	0,00819	0,00041	0,00771
0616	Диметилбензол	0,00013	0,00320	0,00013	0,00296	0,00013	0,00288	0,00013	0,00273	0,00013	0,00258	0,00013	0,00242
0621	Метилбензол	0,01109	0,12059	0,01109	0,12012	0,01109	0,11995	0,01109	0,11964	0,01109	0,11934	0,01109	0,11904
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,02493	0,25962	0,02493	0,25962	0,02493	0,25962	0,02493	0,25962	0,02493	0,25962	0,02493	0,25962
1325	Формальдегид	0,02493	0,25962	0,02493	0,25962	0,02493	0,25962	0,02493	0,25962	0,02493	0,25962	0,02493	0,25962
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00056	0,01771	0,00056	0,01771	0,00056	0,01771	0,00056	0,01771	0,00056	0,01771	0,00056	0,01771
2704	Бензин	0,02167	0,22838	0,02167	0,22838	0,02167	0,22838	0,02167	0,22838	0,02167	0,22838	0,02167	0,22838
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0,24933	2,59622	0,24933	2,59622	0,24933	2,59622	0,24933	2,59622	0,24933	2,59622	0,24933	2,59622
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,00017	0,00112	0,00017	0,00112	0,00017	0,00112	0,00017	0,00112	0,00017	0,00112	0,00017	0,00112
<b>В С Е Г О :</b>		<b>3,519663</b>	<b>52,801577</b>	<b>3,51867</b>	<b>52,58702</b>	<b>3,51830</b>	<b>52,51038</b>	<b>3,51764</b>	<b>52,37244</b>	<b>3,51627</b>	<b>52,20968</b>	<b>3,51480</b>	<b>52,04690</b>

***ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА  
ПО ВТОРОМУ РЕКОМЕНДУЕМОМУ ВАРИАНТУ РАЗРАБОТКИ:***

*Ниже представлены сводные таблицы при эксплуатации месторождения Жолдыбай Северный на 2025-2030гг при реализации проекта по второму варианту разработки.*

**Таблица 4.5- Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2025-2030гг по 2 рекомендуемому варианту разработки**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ											
		2025г		2026г		2027г		2028г		2029г		2030г	
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
0123	Железо (II, III) оксиды	0,02155	0,06104	0,02155	0,06104	0,02155	0,06104	0,02155	0,06104	0,02155	0,06104	0,02155	0,06104
0143	Марганец и его соединения	0,00042	0,00153	0,00042	0,00153	0,00042	0,00153	0,00042	0,00153	0,00042	0,00153	0,00042	0,00153
0301	Азота (IV) диоксид	0,66387	7,23945	0,66387	7,23941	0,66373	7,23936	0,66367	7,23932	0,66360	7,23928	0,66360	7,23928
0302	Азотная кислота	0,00043	0,00457	0,00043	0,00457	0,00043	0,00457	0,00043	0,00457	0,00043	0,00457	0,00043	0,00457
0304	Азот (II) оксид	0,81461	8,55333	0,81460	8,55332	0,81459	8,55331	0,81458	8,55331	0,81457	8,55330	0,81457	8,55330
0328	Углерод (Сажа)	0,10600	1,08304	0,10595	1,08301	0,10589	1,08297	0,10583	1,08294	0,10578	1,08291	0,10578	1,08291
0330	Сера диоксид	0,20837	2,17849	0,20837	2,17849	0,20837	2,17849	0,20837	2,17849	0,20837	2,17849	0,20837	2,17849
0333	Сероводород (518)	0,00140	0,04340	0,00140	0,04327	0,00140	0,04323	0,00140	0,04315	0,00140	0,04306	0,00140	0,04297
0337	Углерод оксид	0,71855	10,41278	0,71800	10,41245	0,71741	10,41209	0,71686	10,41176	0,71631	10,41143	0,71631	10,41143
0342	Фтористые газообразн. соедин.	0,00009	0,00060	0,00009	0,00060	0,00009	0,00060	0,00009	0,00060	0,00009	0,00060	0,00009	0,00060
0344	Фториды неорганич.	0,00040	0,00264	0,00040	0,00264	0,00040	0,00264	0,00040	0,00264	0,00040	0,00264	0,00040	0,00264
0410	Метан (727*)	0,23839	7,50155	0,23838	7,50154	0,23836	7,50154	0,23835	7,50153	0,23834	7,50152	0,23834	7,50152
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,38052	11,35414	0,38052	11,19922	0,38052	11,14389	0,38052	11,05537	0,37974	10,94202	0,37894	10,81760
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,03126	0,74662	0,03126	0,68916	0,03126	0,66864	0,03126	0,63581	0,03126	0,60298	0,03126	0,56604
0602	Бензол (64)	0,00041	0,00975	0,00041	0,00900	0,00041	0,00873	0,00041	0,00830	0,00041	0,00787	0,00041	0,00739
0616	Диметилбензол	0,00013	0,00306	0,00013	0,00283	0,00013	0,00274	0,00013	0,00261	0,00013	0,00247	0,00013	0,00232
0621	Метилбензол	0,01109	0,12032	0,01109	0,11985	0,01109	0,11968	0,01109	0,11941	0,01109	0,11914	0,01109	0,11884
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,02493	0,25962	0,02493	0,25962	0,02493	0,25962	0,02493	0,25962	0,02493	0,25962	0,02493	0,25962
1325	Формальдегид	0,02493	0,25962	0,02493	0,25962	0,02493	0,25962	0,02493	0,25962	0,02493	0,25962	0,02493	0,25962
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00056	0,01771	0,00056	0,01771	0,00056	0,01771	0,00056	0,01771	0,00056	0,01771	0,00056	0,01771
2704	Бензин	0,02167	0,22838	0,02167	0,22838	0,02167	0,22838	0,02167	0,22838	0,02167	0,22838	0,02167	0,22838
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0,24933	2,59622	0,24933	2,59622	0,24933	2,59622	0,24933	2,59622	0,24933	2,59622	0,24933	2,59622
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,00017	0,00112	0,00017	0,00112	0,00017	0,00112	0,00017	0,00112	0,00017	0,00112	0,00017	0,00112
<b>В С Е Г О :</b>		<b>3,51911</b>	<b>52,67898</b>	<b>3,51847</b>	<b>52,46460</b>	<b>3,51767</b>	<b>52,38773</b>	<b>3,51697</b>	<b>52,26505</b>	<b>3,51549</b>	<b>52,11752</b>	<b>3,51469</b>	<b>51,95514</b>

**Вывод:** По расчетным данным проекта на месторождении Жолдыбай Северный стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:

**по I варианту разработки:**

- при бурении вертикальных скважин - **36,8786 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **52,801577 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **52,58702 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **52,51038 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **52,37244 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **52,20968 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **52,04690 т/год.**

**по II варианту разработки (рекомендуемый вариант)::**

- при эксплуатации месторождения в 2025г - **52,67898 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **52,46460 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **52,38773 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **52,26505 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **52,11752 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **51,95514 т/год.**

С точки зрения социальных и экономических вопросов, наиболее оптимальным является рекомендуемый II вариант разработки.

#### **4.2 Расчет рассеивания вредных веществ в атмосферу**

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

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

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

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующее неблагоприятным метеорологическим условиям, принята в расчетах равным 200. В нижеследующей таблице 4.6 приведены метеорологические характеристики, полученные с РГП «Казгидромет».

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

Наименование	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь), °С	-11,1
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль), °С	+35,1
С	9
СВ	17
В	20
ЮВ	17
Ю	9
ЮЗ	10
З	10
СЗ	8
Скорость ветра, повторяемость превышения которой за год составляет 5%	26 м/с

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

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

**Таблица 4.7- Фоновые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе (мг/м<sup>3</sup>)**

Код загрязняющего вещества	Наименование загрязняющего вещества	Фон - мг/м <sup>3</sup>
301	Азота диоксид	0,003
304	Оксид азота	0,003
330	Сера диоксид	<0,025
333	Сероводород	<0,004
337	Углерода оксид	0,65
2754	Углеводороды	0,48
2902	Пыль	0,013

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 Жолдыбай Северный.

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

Для оценки влияния проводимых работ на состояние атмосферного воздуха математическим моделированием процессов рассеивания загрязняющих веществ определены расстояния до изолинии приземной концентрации составляющей 1,0 ПДК<sub>м.р.</sub> Расстояния определялись от источников выбросов до рассматриваемых изолиний.

Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы приведены в таблице 4.15.

**Таблица 4.8-Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы**

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	См	РП	СЗЗ	ПДКмр (ОБУВ) мг/м <sup>3</sup>	ПДКсс мг/м <sup>3</sup>	Класс опас.
<b>При бурении скважины</b>							
0123	Железо (II, III) оксиды	2,925183	0,066734	0,001278	0,4*	0,04	3
0143	Марганец и его соединения	12,354346	0,281846	0,005396	0,01	0,001	2
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	711,095154	30,891348	0,200000	0,2	0,04	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	57,776482	2,511178	0,222276	0,4	0,06	3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	185,18103	3,474542	0,127299	0,15	0,05	3
0330	Сера диоксид	44,443447	1,940522	0,179828	0,5	0,05	3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,161617	0,503829	0,500292	0,008	0,0008*	2
0337	Углерод оксид	22,962448	1,023436	0,182647	5	3	4
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,010208	0,009881	0,009615	50	5,0*	-
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	66,665176	1,250812	0,045827	0,00001*	0,000001	1
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид)	6,190864	0,251441	0,016372	0,03	0,01	2
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	44,443447	1,930522	0,169828	0,05	0,01	2
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	54,166817	2,332958	0,205332	1	0,1*	4
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	327,70694	5,999844	0,134065	0,15	0,05	3
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,101792	0,044727	0,04336	0,3	0,1	3
6037	0333 + 1325	44,605061	2,030606	0,601924			
6044	0330 + 0333	44,605061	2,040606	0,651924			
ПЛ	2907 + 2908	98,373154	1,805153	0,050134			
<b>При эксплуатации месторождения</b>							
0123	Железо (II, III) оксиды	5,772683	0,151722	0,000133	0,4*	0,04	3
0143	Марганец и его соединения	4,452708	0,091576	0,00008	0,01	0,001	2
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	45,312305	0,170392	0,025504	0,2	0,04	2
0302	Азотная кислота (5)	0,015023	0,00759	0,007505	0,4	0,15	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	27,092661	0,107949	0,011269	0,4	0,06	3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	28,282043	0,020098	0,001397	0,15	0,05	3
0330	Сера диоксид	5,543057	0,063274	0,051386	0,5	0,05	3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	5,893489	0,597092	0,500747	0,008	0,0008*	2
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	1,7749	0,133539	0,130384	5	3	4
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,160724	0,00034	0,00005	0,02	0,005	2
0344	Фториды неорганические плохо растворимые -	0,214299	0,000082	0,000006	0,2	0,03	2
0410	Метан (727*)	0,114861	0,002278	0,000026	50	5,0*	-
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,234981	0,011084	0,00962	50	5,0*	-
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,014455	Cm<0.05	Cm<0.05	30	3,0*	-
0602	Бензол (64)	0,018952	Cm<0.05	Cm<0.05	0,3	0,1	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,009014	Cm<0.05	Cm<0.05	0,2	0,02*	3
0621	Метилбензол (349)	0,256389	0,002507	0,000152	0,6	0,06*	3
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид)	11,073196	0,04424	0,004617	0,03	0,01	2
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	6,643918	0,026544	0,00277	0,05	0,01	2
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51- 81-88)	401,227051	12,208405	0,090754	0,00005	0,000005*	3
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	0,060091	0,000602	0,000036	5	1,5	4
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	3,321958	0,013272	0,001385	1	0,1*	4
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,060718	0,043347	0,043334	0,3	0,1	3
6007	0301 + 0330	50,855354	0,202515	0,07689			
6037	0333 + 1325	12,537402	0,597092	0,501958			
6041	0330 + 0342	5,703781	0,063274	0,051386			
6044	0330 + 0333	11,436543	0,647092	0,55171			
6359	0342 + 0344	0,375023	0,000422	0,000056			

Карты изолиний результатов расчета рассеивания по всем загрязняющим веществам приведены в приложении №7.

#### **Анализ результатов расчета химического загрязнения атмосферы**

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

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

Таким образом, для всех ингредиентов выполняется следующее условие:  
 $Cp + Cф < ПДК$ .

Максимальная приземная концентрация 0,65 ПДК на границе СЗЗ наблюдается по группе суммации сероводорода и диоксида серы.

По всем остальным ингредиентам величины приземных концентраций в районе расположения месторождения Жолдыбай Северный значительно ниже предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами, и расстояния до изолиний 1,0 ПДК и меньше приведенных в анализе. Концентрации всех загрязняющих веществ при бурении новых скважин и при эксплуатации месторождения в 2025-2030гг не превышают 1 ПДК на границе СЗЗ. Санитарно-защитная зона месторождения составляет 1000м.

#### **4.3 Обоснование размера санитарно-защитной зоны**

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

Согласно утвержденному «Проекту обоснование размеров санитарно-защитной зоны для объектов НГДУ «Доссормунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» 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.07.Х.KZ57VBZ00037438 от 22.09.2022г. 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.

#### **4.4 Характеристика источников физического воздействия**

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

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

Источниками шумового воздействия на проектируемом объекте будут являться:

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

Шумовой эффект возникает непосредственно на производственной площадке объекта.

Наиболее интенсивное шумовое воздействие наблюдается при буровых работ. Согласно литературным данным уровень звука, создаваемый источниками, составляет:

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

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

Уровень шума и параметры вибрации в производственных помещениях и на рабочих местах обслуживающего персонала не должны превышать норм, указанных в «Санитарных

нормах и правилах по ограничению шума при производстве» и «Санитарных нормах и правилах при работе с инструментами, механизмами и оборудованием, создающими вибрации, передаваемые на руки работающих».

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

Проектом предусматриваются:

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

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

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

#### **4.5 Водоснабжение и водоотведение**

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

##### ***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 м<sup>3</sup> с последующим вывозом их на утилизацию в специализированную организацию (Договор с специализированными организациями определяется путем тендера).

**При эксплуатации месторождения** вывоз и утилизация сточных вод осуществляется согласно договору.

#### **Расчет норм водопотребления и водоотведения**

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

На месторождении Жолдыбай Северный для питьевых нужд поставляется в пластиковых бутылках объемом 18,9 литров (питьевая вода, торговая марка NOMAD, TASSAY), для бытовых нужд используется вода из близлежащего источника.

##### ***Баланс водопотребления и водоотведения согласно I варианту разработки***

**Таблица 4.9- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин**

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м <sup>3</sup>	Водопотребление		Водоотведение	
				м <sup>3</sup> /сут.	м <sup>3</sup> /цикл	м <sup>3</sup> /сут.	м <sup>3</sup> /цикл
<b>1 скважина</b>							
Хоз-питьевые нужды	23,71	20	0,15	1,5	103,62	1,5	103,62
<b>Итого:</b>					103,62		103,62
<b>4 скважин</b>							
Хоз-питьевые нужды	138,16	20	0,15	1,5	414,48	1,5	414,48
<b>Итого:</b>					<b>414,48</b>		<b>414,48</b>

Таблица 4.10- Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2025-2030 гг (1 вариант разработки)

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м <sup>3</sup>	Водопотребление		Водоотведение	
				м <sup>3</sup> /сут.	м <sup>3</sup> /цикл	м <sup>3</sup> /сут.	м <sup>3</sup> /цикл
<b>2025 год</b>							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
<b>2026 год</b>							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
<b>2027 год</b>							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
<b>2028 год</b>							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
<b>2029 год</b>							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
<b>2030 год</b>							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
<b>Итого:</b>					<b>9855,0</b>		<b>9855,0</b>

Объем водопотребления и водоотведения согласно первому варианту составляет – 10269,48 м<sup>3</sup>.

*Баланс водопотребления и водоотведения согласно II варианту разработки (рекомендуемый)*

Таблица 4.11- Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2025-2030 гг (2 вариант разработки)

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м <sup>3</sup>	Водопотребление		Водоотведение	
				м <sup>3</sup> /сут.	м <sup>3</sup> /цикл	м <sup>3</sup> /сут.	м <sup>3</sup> /цикл
<b>2025 год</b>							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
<b>2026 год</b>							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
<b>2027 год</b>							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
<b>2028 год</b>							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
<b>2029 год</b>							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
<b>2030 год</b>							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
<b>Итого:</b>					<b>9855,0</b>		<b>9855,0</b>

Объем водопотребления и водоотведения согласно первому варианту составляет – 9855,0 м<sup>3</sup>.

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 25м<sup>3</sup>.

**Буровые сточные воды (БСВ)** – по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивающими высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты.

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

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

$$V_{БСВ} = 2 \times V_{обр};$$

Объем буровых сточных вод при бурении 1 вертикальной скважины проектной глубиной 700 м составит:

$$V_{БСВ} = 2 \times 56,98 = 71,81 \text{ м}^3;$$

Объем буровых сточных вод при бурении 4 скважин – 287,24 м<sup>3</sup>.

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.

#### 4.6 Программа управления отходами

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

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

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

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

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

Отходы образуются:

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

Основными отходами при бурении скважины являются:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### **Расчет количества образования отходов**

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

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в таблицах:

Таблица 4.12 - Объем выбуренной породы при строительстве вертикальной скважины

Интервал	k	$\pi$	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	-
30-400	1,15	3,14	0,14765	0,0218	370	29,1270	-
400-700	1,1	3,14	0,10795	0,0117	300	12,0750	-
				<b>Vскв =</b>	<b>45,5824</b>		

**Vшлам**  $V_{ш} = V_{скв} \times 1,2$   
**54,6988** м<sup>3</sup> **95,723** тонна

**Vциркуляция** 90 м<sup>3</sup>

**ОБР**  $V_{обр} = 1,2 * V_{скв} * K1 + 0,5 * V_{ц}$   
**56,9882** м<sup>3</sup> **71,8051** тонна

### Металлолом

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

$$N_{л} = n * \alpha * M,$$

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

n – количество автотранспортных средств грузовые – 3 ед;

$\alpha$  – коэффициент образования лома:

- грузовой транспорт – 0,016.

M – масса металла на единицу транспорта, т:

- грузового – 4,74.

$$N_{л} = 3 * 0,016 * 4,74 = 0,228 \text{ т/год}$$

### Коммунальные отходы

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

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

Расчет образования отходов производится по формуле:

$$M = n * q * \rho, \text{ т/год,}$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

q – норма накопления твердых бытовых отходов, м<sup>3</sup>/чел\*год;

$\rho$  – плотность, т/м<sup>3</sup>.

Таблица 4.13 - Образование коммунальных отходов при строительстве скважины

Вид скважин	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м3/год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м3	Количество ТБО, т/пер.
вертикальная скважина	20	0,3	34,54	0,25	0,142

### Количество промасленной ветоши

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

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

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:  
 $N = 0,12 + 0,0144 + 0,018 = 0,1524$  т/год

#### **Огарки сварочных электродов**

Огарки сварочных электродов определяется по формуле:

$$N = M_{ост} * \alpha,$$

где:  $M_{ост}$  – расход электродов, 0,1 т/год;  
 $\alpha$  – остаток электрода, 0,015.

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

#### **Отработанные аккумуляторы**

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

где:  $n_i$  – количество аккумуляторов для  $i$  – группы автотранспорта, 10 шт.;  
 $m_i$  – средняя масса аккумулятора  $i$  – вида автотранспорта, 0,025 т;  
 $\tau$  – срок эксплуатации аккумулятора, 2 года

$$M = 10 * 0,025 * 10^{-3} / 2 = 0,00013 \text{ т/год.}$$

#### **Отработанные масла**

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

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

$$N_b = Y_b * H_b * p$$

$$N_d = Y_d * H_d * p$$

где:

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

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

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

$Y_b$  – расход бензина за год, м<sup>3</sup>

$Y_d$  – расход дизельного топлива за год, м<sup>3</sup>

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

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

$p$  – Плотность моторного масла, 0,930 т/м<sup>3</sup>

**Таблица 4.14 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважины**

Вид скважин	Расход. Ум <sup>3</sup>	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива $H$	Плотность масла. т/м <sup>3</sup>	Нормативное количество израсходованного моторного масла $N$ т/пер.	Отработанное масло т/пер. 1 скв.
вертикальная скважина	34,54	0,024	0,93	0,6276	0,1927

**Таблица 4.15 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве вертикальных скважин**

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год	1 вариант	
			4 скв	2 вариант
		1 скв		
Буровой шлам	Опасные отходы	95,723	382,892	-
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	71,8051	287,2204	-
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,1524	0,6096	-
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,00013	0,00052	-
Отработанные масла	Опасные отходы	0,1927	0,7708	-
Металлолом	Не опасные отходы	0,228	0,912	-
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,006	-
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	0,142	0,568	-
<b>Всего:</b>		<b>168,245</b>	<b>672,979</b>	<b>-</b>

**Расчет количества образования отходов при эксплуатации месторождения****Металлолом***Металлолом транспортных средств*

Отходы образуются в зависимости от расхода:

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

где: Мост – расход, 0,01 т/год;

Q – остаток, 0,015.

$$N = 0,01 * 0,015 = 0,0002 \text{ т/год}.$$

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

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

Расчёт образования ТБО производится по формуле:

$$M = n * q * \rho \text{ т/год},$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

q – норма накопления твердых бытовых отходов, м<sup>3</sup>/чел\*год;ρ – плотность ТБО, т/м<sup>3</sup>.**Таблица 4.16 - Образование коммунальных отходов при эксплуатации**

№	Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м <sup>3</sup> /год	Время работы, сут/год	Плотность ТБО, т/м <sup>3</sup>	Количество ТБО, т/год
1	Вахтовый поселок при бурении	30	0,3	365	0,25	2,25
<b>Итого:</b>						<b>2,25</b>

**Количество промасленной ветоши**

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

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

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

M<sub>0</sub> – поступающее количество ветоши, 0,089 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:

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

#### **Огарки сварочных электродов**

Огарки сварочных электродов определяется по формуле:

$$N = M_{\text{ост}} * \alpha,$$

где:  $M_{\text{ост}}$  - расход электродов, 1 т/год;

$\alpha$ - остаток электрода, 0,015.

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

#### **Отработанные аккумуляторы**

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

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

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

$\tau$  – срок эксплуатации аккумулятора, 2 года

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

**Таблица 4.17 - Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения Жолдыбай Северный за 2025-2030гг**

Вид отхода	Классификация	Количество, т/г
		2025-2030гг
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1126
Отработанные аккумуляторы	Не опасные отходы	0,000025
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	2,25
<b>Всего:</b>		<b>2,3643</b>
<b>Итого за 2025-2030гг:</b>		<b>14,1858</b>

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

#### **4.7 Воздействие отходов производства и потребления на окружающую среду**

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

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

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

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

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

**Охрана труда и техника безопасности при проведении работ.** Все полевые работы будут производиться в соответствии с действующими Правилами и инструкциями

при проведении геологоразведочных работ. Перед началом полевых работ будут проводиться инструктажи на знание техники безопасности и приниматься экзамены. Все бригады партии будут обеспечены медицинскими аптечками.

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

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

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

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

#### ***Меры по охране окружающей среды.***

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

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

#### ***Мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды промышленными отходами***

При проведении работ следует проводить следующие природоохранные мероприятия:

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

#### **4.8 Рекультивация земель**

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

- рекультивацию нарушенных земель, восстановлению их плодородия и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот;

- снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земли.

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

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

- демонтировать буровую установку и вывезти для последующего использования (отходов бетона и металлолома не образуется, так как нет сборного фундамента, а имеется опорный фундамент с железным каркасом, который демонтируется с буровой установкой и также вывозится для последующего использования);

- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;

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

- очистить участок от металлолома и др. материалов.

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

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

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

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

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

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

## 5. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

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

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

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

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

**Таблица 5.1 - Градации значимости воздействий**

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

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

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

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

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

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

### 5.1 Оценка воздействия на качество атмосферного воздуха

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;
- цементировочный агрегат;
- ДЭС вахтового поселка

*Неорганизованными источниками выбросов являются:*

- сварочный пост;
- емкость для топлива;
- насос для перекачки нефти;
- АГЗУ;
- насосные установки;
- газосепаратор;
- дренажные емкости;
- концевая сепарационная установка;

- кондетсатсборник;
- ГРПШ;
- отстойники;
- 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.

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

**по I варианту разработки:**

- при бурении вертикальных скважин - **36,8786 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **52,801577 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **52,58702 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **52,51038 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **52,37244 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **52,20968 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **52,04690 т/год.**

**по II варианту разработки (рекомендуемый вариант)::**

- при эксплуатации месторождения в 2025г - **52,67898 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **52,46460 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **52,38773 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **52,26505 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **52,11752 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **51,95514 т/год.**

**Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха:**

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

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

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

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

Таблица 5.3 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
<b>при бурении скважин</b>				
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
<b>при освоении</b>				
Выбросы ЗВ в атмосферу от буровой установки	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 3

**Природоохранные мероприятия.** При проведении работ с минимальными (рассчитанными) воздействиями на атмосферный воздух необходимо строгое выполнение проектных решений. По результатам расчетов рассеивания приземных концентраций жилые вагоны следует расположить на расстоянии не менее 1000м от площадки буровой, с учетом розы ветров.

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

## 5.2 Оценка воздействия на поверхностные и подземные воды

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

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

Конструкция всех скважин обеспечивает изоляцию пластов подземных вод.

Таблица 5.4 - Анализ последствий возможного загрязнения водных ресурсов

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

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

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

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

#### ***Освоение скважин***

При освоении скважин основными факторами загрязнения подземных вод являются:

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

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

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

Для предотвращения перетоков по затрубным пространствам необходимо применять седиментационно-устойчивые тампонажные растворы, тампонажные растворы с высокой изолирующей способностью. Техническим проектом строительства и бурения эксплуатационных скважин предусмотрено применение тампонажных растворов, адаптированных к условиям района проведения работ.

#### ***Мероприятия по охране подземных вод от истощения и загрязнения***

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

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод при строительстве скважин на месторождении Жолдыбай Северный 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<sub>полн</sub> при 20<sup>0</sup>С 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 5.5 - Анализ воздействия на геологическую среду

Источники и виды воздействия	Тип воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5	6
<b>при строительстве скважин</b>					
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
<b>при эксплуатации</b>					
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 цементаци;
- 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 5.6 - Анализ последствий возможного загрязнения почвенного покрова**

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
<b>при строительстве скважин</b>				
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
<b>при эксплуатации</b>				
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 деятельности человека на данной территории. Они вызваны влиянием разнообразных антропогенных факторов, вызывающих механическое (выпас, уничтожение) и химическое загрязнение

окружающей природной среды, повреждение растительности и других компонентов экосистем (почвы, животного мира и др.). Антропогенные смены протекают более быстрыми темпами и ускоряют природные и антропогенно-природные процессы. Взаимодействие антропогенно-стимулированных, антропогенных и природных процессов стимулируют развитие процесса опустынивания данной территории. По степени воздействия на экосистемы территории, выделяются следующие антропогенные факторы:

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 5.7 - Анализ последствий возможного загрязнения на растительность

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
<b>при строительстве скважин</b>				

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
<b>при эксплуатации</b>				
Химическое загрязнение, Возможные разливы ГСМ	ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6

### ***Природоохранные мероприятия***

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

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

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

### **5.6 Факторы воздействия на животный мир**

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

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

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

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

планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т. п.). На весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

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

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

Таблица 5.8 - Анализ воздействия на фауну

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
<b>при строительстве скважин</b>				
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
<b>при эксплуатации</b>				
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;
- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижения дозы облучения до возможно низкого уровня.

Все участки нефтепромысловых работ расположены в малонаселенной полупустынной местности.

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

## **5.8 Физическое воздействие**

### ***Акустическое воздействие***

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### 5.9 Оценка воздействия на социально-экономическую среду

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

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

Воздействие реализации проекта на отдельные компоненты социально-экономической сферы сведены в таблицу 5.9.

**Таблица 5.9 - Компоненты социально-экономической среды, рассматриваемые в ходе оценки воздействия**

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Доходы и уровень жизни населения	Наземный транспорт
Здоровье населения	Землепользование
Демографическая ситуация	Сельское хозяйство
Образование и научно - техническая сфера	
Отношения населения к проектной деятельности и процессы внутренней миграции	
Рекреационные ресурсы	
Памятники истории и культуры	

В общем комплексе компонентов социально-экономической среды по характеру влияющих воздействий можно выделить три группы:

- компоненты, на которые намечаемая деятельность окажет только отрицательное воздействие;
- компоненты, на которые намечаемая деятельность окажет только положительное воздействие;
- компоненты, на которые намечаемая деятельность окажет как отрицательное, так и положительное воздействие.

Оценка возможных остаточных воздействий, независимо от их направленности (положительные или отрицательные), проводится по пространственным и временным параметрам, а также по их интенсивности.

При оценке изменений в состоянии показателей социально-экономической среды во многих случаях крайне трудно найти способы получения величины изменений в количественном выражении. В связи с этим для оценки воздействия использовались приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов, которые определялись для каждого социально-экономического показателя согласно шкале градации, с масштабом от 0 до 5. В зависимости от направленности изменений (улучшение или ухудшение социально-экономической ситуации) балл имеет положительное или отрицательное значение.

Градации пространственных параметров воздействия на социально-экономическую сферу приведены в таблице 5.10.

**Таблица 5.10 - Градации пространственных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу**

Градация пространственных воздействий	Критерий	Балл
Нулевое	Воздействие отсутствует	0
Точечное	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта	1
Локальное	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов	2
Местное	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов	3
Региональное	Воздействие проявляется на территории области	4
Национальное	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом	5

Градации временных параметров воздействия на социально-экономическую сферу приведены в таблице 5.11.

**Таблица 5.11 - Градации временных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу**

Градации временных воздействий	Критерий	Балл
Нулевое	Воздействие отсутствует	0
Кратковременное	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев	1
Средней продолжительности	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3-х месяцев) до 1 года	2
Долговременное	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода больше 1 года, но меньше 3-х лет. Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта	3
Продолжительное	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность	4
Постоянное	Продолжительность воздействия более 5 лет	5

Градации параметров интенсивности воздействия на социально-экономическую сферу представлены в таблице 5.12.

**Таблица 5.12 - Градации масштабов интенсивности воздействия на социально-экономическую сферу**

Градации интенсивности воздействий	Критерий	Балл
Нулевое	Воздействие отсутствует	0
Незначительное	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя	1
Слабое	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах	2
Умеренное	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня	3
Значительное	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня	4
Сильное	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня	5

Интегральная оценка представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется интегрированный балл посредством суммирования итоговых отрицательных или положительных воздействий.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий), на конкретный компонент социально-экономической среды так, как это показано в таблице 5.13.

**Таблица 5.13 - Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу**

Итоговый балл	Итоговое воздействие
от +1 до +5	Низкое положительное воздействие
от +6 до +10	Среднее положительное воздействие
от +11 до +15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от -1 до -5	Низкое отрицательное воздействие

от -6 до -10	Среднее отрицательное воздействие
от -11 до -15	Высокое отрицательное воздействие

Использование баллов не нацелено на представление конкретной величины, связанной с воздействием. Система балльной оценки разработана с целью обеспечения инструментария для облегчения дифференциации воздействий по их ожидаемым последствиям.

### **Здоровье**

Исходя из анализа санитарно-гигиенической обстановки в регионе можно сделать вывод, что основным фактором, влияющим на состояние здоровья населения, являются в первую очередь социальные условия.

Современное состояние здоровья населения в регионе определяют следующие факторы: демографическая ситуация, состояние здравоохранения, уровень заболеваемости населения, санитарно-эпидемиологическая и эпидемиологическая обстановка в области.

Предполагается прямое и косвенное воздействие на здоровье населения. К прямому слабому положительному воздействию следует отнести некоторое повышение качества жизни персонала, занятого как непосредственно при разработке месторождения, так и косвенно. Создание новых рабочих мест и увеличение личных доходов персонала будут сопровождаться мерами по повышению благосостояния и улучшению условий проживания населения в районе воздействия планируемых работ. Рост доходов позволит повысить возможности работников, занятых в планируемых работах, по самостоятельному улучшению условий жизни, поднять инициативу и творческий потенциал. За счет роста доходов повысится их покупательная способность, соответственно улучшится состояние здоровья людей.

Косвенным слабым положительным воздействием является возможность покупать дорогие эффективные лекарства, получать необходимую платную медицинскую помощь как на местном, так и на региональном, республиканском уровнях.

Предполагается, что на здоровье населения и персонала будет оказано среднее положительное воздействие, которое будет характеризоваться следующими величинами категорий: пространственный масштаб – *локальный (2 балла)*, временной – *средней продолжительности (2 балла)*, интенсивность воздействия – *незначительная (1 балл)*. Интегральная оценка (5 баллов).

Потенциальными источниками отрицательного воздействия на здоровье населения при разведочных работ могут быть:

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

#### *Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу*

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

#### *Физические факторы*

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

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

население не будет подвергаться прямому и косвенному воздействию вибрации при эксплуатации объектов.

#### *Отходы производства и потребления*

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

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

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

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

#### *Трудовая занятость*

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

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

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

#### *Доходы и уровень жизни населения*

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

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

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

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

#### *Особо охраняемые природные территории*

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

#### *Памятники истории и культуры*

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

#### *Образование и научно-техническая сфера*

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

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

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

## **5.10 Состояние здоровья населения**

### ***Экономический рост и развитие территории***

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

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

### **Землепользование и сельское хозяйство**

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

Временно изымаемые земли, после проведения рекультивации, в установленном порядке будут возвращены местным органам власти. Вся инфраструктура будет размещена в границах отвода земель. Воздействие не повлияет на изменения в повседневной жизни населения. Никакого воздействия на сельское хозяйство при эксплуатации наземных объектов не ожидается.

### ***Инвестиционная деятельность***

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

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

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

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

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

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

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

### 5.11 Охрана памятников истории и культуры

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

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

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

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

**Уровень воздействия.** Уровень воздействия характеризуется как *минимальный*.  
**Природоохранные мероприятия.** Не предусматриваются.

### **5.12 Экологические требования при проведении операций по недропользованию**

Проектные документы для проведения операций по недропользованию должны предусматривать следующие меры, направленные на охрану окружающей среды:

1) применение методов, технологий и способов проведения операций по недропользованию, обеспечивающих максимально возможное сокращение площади нарушаемых и отчуждаемых земель (в том числе опережающее до начала проведения операций по недропользованию строительство подъездных автомобильных дорог по рациональной схеме, применение кустового способа строительства скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов производства в качестве вторичных ресурсов, их переработка и утилизация, прогрессивная ликвидация последствий операций по недропользованию и другие методы) в той мере, в которой это целесообразно с технической, технологической, экологической и экономической точек зрения, что должно быть обосновано в проектом документе для проведения операций по недропользованию;

2) по предотвращению техногенного опустынивания земель в результате проведения операций по недропользованию;

3) по предотвращению загрязнения недр, в том числе при использовании пространства недр;

4) по охране окружающей среды при приостановлении, прекращении операций по недропользованию, консервации и ликвидации объектов разработки месторождений в случаях, предусмотренных Кодексом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании»;

5) по предотвращению ветровой эрозии почвы, отвалов вскрышных и вмещающих пород, отходов производства, их окисления и самовозгорания;

6) по изоляции поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения;

7) по предотвращению истощения и загрязнения подземных вод, в том числе применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;

8) по очистке и повторному использованию буровых растворов;

9) по ликвидации остатков буровых и горюче-смазочных материалов экологически безопасным способом;

10) по очистке и повторному использованию нефтепромысловых стоков в системе поддержания внутрислоевого давления месторождений углеводородов.

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

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

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

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

4) для исключения перемещения (утечки) загрязняющих веществ в воды и почву должна предусматриваться инженерная система организованного накопления и хранения отходов производства с гидроизоляцией площадок;

5) в случаях строительства скважин на особо охраняемых природных территориях необходимо применять только безамбарную технологию;

6) при проведении операций по разведке и (или) добыче углеводородов должны предусматриваться меры по уменьшению объемов размещения серы в открытом виде на серных картах и снижению ее негативного воздействия на окружающую среду;

7) при проведении операций по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых, карьерных и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями;

8) при применении буровых растворов на углеводородной основе (известково-битумных, инвертно-эмульсионных и других) должны быть приняты меры по предупреждению загазованности воздушной среды;

9) захоронение пиррофорных отложений, шлама и керна в целях исключения возможности их возгорания или отравления людей должно производиться согласно проекту и по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды, государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения и местными исполнительными органами;

10) ввод в эксплуатацию сооружений по недропользованию производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;

11) после окончания операций по недропользованию и демонтажа оборудования проводятся работы по восстановлению (рекультивации) земель в соответствии с проектными решениями, предусмотренными планом (проектом) ликвидации;

12) буровые скважины, в том числе самоизливающиеся, а также скважины, не пригодные к эксплуатации или использование которых прекращено, подлежат оборудованию недропользователем регулируемыми устройствами, консервации или ликвидации в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан;

13) бурение поглощающих скважин допускается при наличии положительных заключений уполномоченных государственных органов в области охраны окружающей среды, использования и охраны водного фонда, по изучению недр, государственного органа в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения, выдаваемых после проведения специальных обследований в районе предполагаемого бурения этих скважин;

14) консервация и ликвидация скважин в пределах контрактных территорий осуществляются в соответствии с законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании.

3. Запрещаются:

1) допуск буровых растворов и материалов в пласты, содержащие хозяйственно-питьевые воды;

2) бурение поглощающих скважин для сброса промышленных, лечебных минеральных и теплоэнергетических сточных вод в случаях, когда эти скважины могут являться источником загрязнения водоносного горизонта, пригодного или используемого для хозяйственно-питьевого водоснабжения или в лечебных целях;

3) устройство поглощающих скважин и колодцев в зонах санитарной охраны источников водоснабжения;

4) сброс в поглощающие скважины и колодцы отработанных вод, содержащих радиоактивные вещества.

**Рекомендуемое комплексное мероприятие по охране окружающей среды:**

- Строгое соблюдение требований законодательства РК;
- Строгий контроль над точным соблюдением технологии производства работ, в том числе герметичность емкости для хранения ГСМ;
- Строгий контроль технических решений по бурению скважин;

- Контроль за работой техники в случае вынужденного простоя или технического перерыва в работе;
- Постоянное присутствие эколога на буровой площадке;
- Учет и контроль по вывозу отходов;
- Учет использования технической воды;
- Учет водоотведения хоз-бытовых стоков при ведении работ;
- Организация сбора и временного накопления отходов на специальных площадках, оборудованных специальным покрытием или в закрытых помещениях, исключающих контакт с окружающей средой по видам отходов производства и потребления;
  - Своевременный вывоз отходов производства лицензированной подрядной организации по утилизации отходов;
  - Ежемесячный контроль по мониторинговым скважинам за соблюдением качества подземных вод;
  - Ежеквартальное проведение мониторинговых исследований по охране окружающей среды при ведении работ (атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, почва, радиационный фон);
    - проведение изыскательских работ по обоснованию состава природоохранных мероприятий, обеспечивающих охрану природных вод, почв и ландшафта;
- Строгое соблюдение передвижения автотранспорта по одному маршруту.
- Пылеподавление при передвижении транспорта;
- Использование наилучших доступных технологии;
- Рекультивация нарушенных земель;
- Охрана и сохранение биологических ресурсов.

## 6. АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ

Осуществление производственной программы по строительству скважин требует оценки экологического риска как функции вероятного события.

Главная задача в соблюдении безопасности работ заключается в проведении операции таким образом, чтобы заранее предупредить риск с определением критических ошибок.

На этапе бурения скважин играют роль факторы производственной среды и трудового процесса, приводящие к возможным осложнениям или аварийным ситуациям. Их можно разделить на следующие категории:

- воздействие электрического тока кабельных линий силовых приводов и генератора;
- воздействие машин и технологического оборудования;
- технологический процесс бурения.

Воздействие электрического тока. Поражение тока в результате прикосновения к проводникам, находящимся под напряжением, неправильного обращения с электроинструментами, прикосновения к кабельным линиям. Вероятность возникновения несчастных случаев в этом случае низкая.

Воздействие машин и оборудования. Травмы в результате столкновения с движущимися частями и элементами оборудования и причиняемыми неисправными шкивами и лопнувшими тросами, захват одежды шестернями, сверлами.

При бурении скважин могут возникать аварийные ситуации, связанные непосредственно с самим процессом бурения. К ним относятся:

- завалы ствола скважины или неблагоприятные геологические условия бурения скважин, когда геологические осложнения переходят в аварию;
- аварии в результате сжигания породоразрушающего инструмента;
- разрушение бурильных труб и их элементов соединений;
- нефтегазоводопроявления.

К возможным аварийным ситуациям при проведении работ в объекте следует отнести:

- механические повреждения емкостей, трубопроводов, предназначенных для транспортировки, хранения воды питьевого и технического качества, бытовых, производственных и поверхностных дождевых и талых вод.

Механические повреждения емкостей, и трубопроводов могут возникнуть в результате износа и разрушения материала, несвоевременного проведения ремонтно-профилактических работ и халатности обслуживающего персонала.

В результате утечек воды и сточных вод из трубопроводов, проложенных под землей, происходит размыв грунта, нарушение рельефа местности, загрязнение подземных вод и образование заболоченности. При повреждении наземных емкостей, резервуаров хранения запаса воды и регулирующих емкостей сточных вод происходит растекание жидкостей по территории предприятия, что возможно приведет к нарушению технологического процесса и к другим аварийным ситуациям.

### 6.1 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций

Наиболее опасными являются следующие возможные аварийные ситуации:

- порыв технологических трубопроводов и трубопроводов транспорта готовой продукции;
- нарушение герметичности аппаратов.

Краткая характеристика условий, при которых возможны аварийные выбросы:

- механическое повреждение подземных трубопроводов системы нефти и газосборных сетей при несанкционированных земляных работах в охранной зоне трубопроводов, что маловероятно;
- нарушение графика контроля за техническим состоянием и ППР технологических трубопроводов на проектируемых площадках.

Все остальные причины маловероятны из-за высокой степени прочности и надёжности

трубопроводов, высокой степени автоматического контроля за технологическим режимом. Кроме этого, данные предполагаемые аварийные ситуации будут, безусловно, разнесены во времени и пространстве, и наложение одной аварийной ситуации на другую также маловероятно.

Для ликвидации аварии нефтепроводов 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. Разобщенность отделов, занимающихся водоснабжением и водоотведением различных объектов не позволяет иметь достаточно информации для оперативного и перспективного управления водохозяйственной деятельностью, контролировать потоки сточных вод и объекты их отведения, оперативно реагировать на потенциальные угрозы окружающей среде от сетей, накопителей.

На водопотребляющих объектах необходимо установить приборы учета воды. Это позволяет контролировать рациональность использования воды отдельными объектами и технологиями, планировать водопотребление и мероприятия экономии водных ресурсов и в целом лишает предприятие важнейшего средства управления - контроля и учета.

Для предотвращения или предупреждения аварийных ситуаций при производстве работ предлагаем следующий перечень рекомендуемых мероприятий:

- обязательное соблюдение всех нормативных правил работ по эксплуатации и бурению скважин;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге. Контроль за тем, чтобы спасательное и защитное оборудование всегда имелось в наличии, а персонал умел им пользоваться;
- установка в стволах скважин клапанов-отсекателей для предупреждения открытого фонтанирования в аварийных ситуациях;
- все операции по заправке, хранению и транспортировке горючего и смазочных материалов должны проходить под контролем ответственных лиц и строго придерживаться правил безопасности;
- своевременное устранение утечек топлива;
- использование контейнеров для сбора отработанных масел.

## 7. ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

В систему экологического мониторинга входят наблюдения за состоянием элементов биосферы и наблюдения за источниками и факторами антропогенного воздействия.

Главная задача в проведении мониторинга заключается в проведении наблюдений таким образом, чтобы охватить весь блок экологического мониторинга, включающий наблюдения за меняющейся составляющей биосферы и ответной реакцией экосистем на эти изменения.

Мониторинг территории участка работ - это наблюдения за изменением состояния окружающей среды в процессе разработки месторождения Жолдыбай Северный. Блок-схема проведения мониторинга представлена на рис. 7.1.

*Источниками воздействия* являются:

- технологическое оборудование;
- технологические процессы проведения работ;
- отходы производства;
- площадки размещения отходов.

**Мониторинг на территории месторождения включает в себя:**

- мониторинг состояния промышленных площадок бурения и эксплуатации скважин;
- мониторинг состояния технологического оборудования;
- мониторинг состояния и размещения отходов;
- мониторинг состояния биосферы;
- мониторинг состояния здоровья персонала.



Рисунок 7.1 - Блок-схема проведения мониторинга лабораторией

### 7.1 Мониторинг состояния промышленных площадок при бурении скважин

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

Мониторинг состояния промышленных площадок заключается в периодическом контроле территории.

Контроль должен проводиться природопользователем, либо аккредитованными

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

### **7.2 Мониторинг состояния технологического оборудования**

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

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

Мониторинг состояния технологического оборудования должен включать:

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

### **7.3 Мониторинг состояния и размещения отходов**

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

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

Мониторинг состояния и размещения отходов должен включать:

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

### **7.4 Мониторинг состояния биосферы**

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

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

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

Контроль за соблюдением установленных нормативов НДВ должен проводиться на границе санитарно-защитной зоны и в жилой зоне.

Экологический мониторинг почв должен предусматривать наблюдение за уровнем загрязнения почв в соответствии с существующими требованиями по почвам. Мониторинг за состоянием природных экосистем необходимо проводить ежеквартально.

### **7.5 Оборудование и методы проведения мониторинга**

Выбор методов и средств измерений параметров при проведении экологического мониторинга на блоке определяются следующими задачами.

**Оборудования для проведения мониторинга природных сред.** Мониторинг природных сред включает проведение наблюдений за состоянием окружающей среды у скважин и промышленных площадок.

Список измеряемых параметров и необходимых проб при проведении мониторинга приведен в табл. 7.1.

Таблица 7.1 – Список измеряемых параметров

Параметры исследования	Используемое оборудование
Кем производится. Наим. Организации	
Дата	
Время	
Координаты (широта/долгота)	Прибор для определения координат (GPS)
Глубина залегания пласта (м)	
Метеопараметры	
Температура (°С)	Термометр
Скорость (м/с) и направление ветра (град.)	Метеостанция
Видимость (км)	Метеостанция
Осадки	Метеостанция
<b>Воздух</b>	
Диоксид серы (SO <sub>2</sub> )-пробы (мг/м <sup>3</sup> )	Газоанализатор
Оксиды азота (NO,NO <sub>2</sub> )- пробы (мг/м <sup>3</sup> )	Газоанализатор
Оксид углерода (CO)- пробы (мг/м <sup>3</sup> )	Газоанализатор
Подземные воды	
Отбор проб воды	СТ РК ГОСТ Р 51592-2003 Вода. Общие требования к отбору проб.
<b>Физические параметры</b>	
Температура (°С)	Термометр
Глубина залегания пласта м	Гидрологические изыскания
<b>Вода</b>	
Соленость (‰)	Измеритель параметров воды
pH	В полевых условиях лакмус, в лаборатории Ph-метр
Растворенный кислород (мг/л)	Измеритель параметров воды
Мутность	Измеритель параметров воды
Содержание фенола (мг/л)	Консервация, лабораторный анализ
БПК, ХПК (мгО <sub>2</sub> /л)	Консервация, лабораторный анализ
Содержание тяжелых металлов Cu, Cd, Pb, Zn), (мг/л)	Консервация, лабораторный анализ
Содержание нефтепродуктов	Консервация, лабораторный анализ
<b>Почвенный покров и почвы</b>	
Отбор почвенных проб	ГОСТ 17.4.4.02-84 Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа.

### 7.6 Контроль в области охраны окружающей среды

Контроль в области охраны окружающей среды должен осуществляться согласно действующим нормативным и директивным документам Республики Казахстан.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность возлагается на администрацию предприятия - производителя работ.

При проведении государственного контроля проверяется выполнение планов и мероприятий по охране и оздоровлению окружающей среды, воспроизводству и использованию природных ресурсов, соблюдению требований законодательства Казахстана «Об охране окружающей среды», нормативов ее качества и экологических требований.

Государственный контроль осуществляется уполномоченными государственными органами в пределах их компетенции и местными исполнительными органами. Период контроля на блоке составляет один раз в год.

## **8. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ ИЗУЧЕНИЮ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА**

(Послепроектный анализ)

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

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

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

Проведение послепроектного анализа обеспечивается оператором соответствующего объекта за свой счет.

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

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

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

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

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

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

## НЕТЕХНИЧНОЕ РЕЗЮМЕ

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 (№02354Р от 15 декабря 2021г).

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

Согласно Заключению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и скринга воздействия намечаемой деятельности на проект «Проект разработки месторождения Жолдыбай Северный» необходимость проведения оценки воздействия на окружающую среду **обязательна**.

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.

Недропользователем месторождения является АО «Эмбаунайгаз», имеющее контракт № 211 от 13.08.1998г на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Согласно Дополнению №5 к Контракту, подписанному 25.02.2015г, период разработки месторождения продлен до 2037г.

Газонефтяное месторождение Жолдыбай Северный открыто в 1982г. Прикаспийской нефтеразведочной экспедицией объединения «Гурьевнефтегазгеология», когда в поисковой скважине №1 в результате опробования среднеюрского горизонта получен приток нефти.

Газонефтяное месторождение Жолдыбай Северный расположено в 30 км к северо-востоку от месторождения Макат, входит в состав административного Кызылкогинского района Атырауской области Республики Казахстан и находится на расстоянии 152 км к северо-востоку от города Атырау.

В 20 км юго-восточнее расположена собственно площадь Жолдыбай, в пределах которой через центральную ее часть проходит железная дорога Атырау-Актюбинск.

На юго-восточном окончании площади проходит магистраль нефтепровода Атырау-Орск.

В орографическом отношении район месторождения представляет собой типичную местность для южной части Эмбинского района.

В районе месторождения развиты многочисленные соры, заполняющиеся весной дождевыми водами. В самое засушливое время года из соров с глубины 2 м можно добыть техническую воду.

В районе месторождения на расстоянии 2,5 км к югу от купола Акуй-Кудук имеются пресноводные колодцы, пропитываемые из альб-сеноманских песков. В 30 км западнее месторождения протекает река Сагиз, с соляной водой, пригодной для технических нужд.

Климат района – резкоконтинентальный, с сухим жарким летом и малоснежной зимой. Годовой перепад температуры колеблется от +40°С до -30°С. Среднегодовое количество атмосферных осадков не превышает 150-200 мм в год.

Связь с населенными пунктами и городом Атырау осуществляется по дорогам с асфальтовым и гравийно-щебеночным покрытием.

С целью обоснования КИН рассмотрены 2 варианта разработки, которые отличаются плотностью сетки скважин.

В рамках рекомендуемого к реализации 2 варианта разработки, предусматривается продолжение реализаций утвержденных проектных решений АР-2021г с корректировками на текущее состояние. Разработка месторождения предусматривает существующим фондом скважин с проведением ГТМ по ограничению водопритоков. Согласно рекомендуемому 2 варианту рентабельный период разработки продлится до 2030г включительно, к которому

накопленная добыча нефти составит 1 063,1 тыс.т., КИН по месторождению в целом при этом составит 0,637 доли ед.

### **Вариант I**

Первый вариант предусматривает продолжение реализаций утвержденных проектных решений ДУПР-2014г, уплотнение сетки скважин путем ввода оставшихся 4 вертикальных скважин из бурения.

### **Вариант II (рекомендуемый)**

Второй вариант предусматривает разработку месторождения существующим фондом скважин с дополнительным проведением ГТМ по ОВП в 4 скважинах.

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 Жолдыбай Северный стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:

#### **по I варианту разработки:**

- при бурении вертикальных скважин - **36,8786 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **52,801577 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **52,58702 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **52,51038 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **52,37244 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **52,20968 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **52,04690 т/год.**

#### **по II варианту разработки (рекомендуемый вариант)::**

- при эксплуатации месторождения в 2025г - **52,67898 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **52,46460 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **52,38773 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **52,26505 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **52,11752 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **51,95514 т/год.**

С точки зрения социальных и экономических вопросов, наиболее оптимальным является рекомендуемый II вариант разработки.

Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха:

- оборудование резервуаров в резервуарных парках современной дыхательной арматурой, обвязанной газоуравнительной системой, плавающими крышами или понтонами. При технической невозможности осуществления указанных мер устанавливаются диски-отражатели. Наружная поверхность резервуаров окрашивается краской с высокой лучеотражающей способностью;
- предупреждение возможности нефтегазопроявлений при бурении и ремонте скважин;
- применение закрытой системы продувок аппаратов и трубопроводов;
- применение закрытой системы подготовки промысловых сточных вод, содержащих сероводород;
- обеспечение герметизации бездействующих скважин и контроль их технического состояния;
- обеспечение герметизации сальников запорной арматуры, скважин, трубопроводов, аппаратов и насосных агрегатов;
- обеспечение герметизации дренажных систем и канализационных колодцев, нефтеловушек закрытого типа;

• обеспечение, при возможности, утилизации попутно добываемого газа в целях сокращения его сжигания на факелах. Сжигание газа должно производиться при соблюдении процесса беспламенного горения.

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

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

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод при строительстве скважин на месторождении Жолдыбай Северный 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<sub>полн</sub> при 20<sup>0</sup>С не должна превышать 3 мг/л; минеральный осадок не должен быть более 1000 мг/л, в том числе хлоридов 350 и сульфатов 500 мг/л и т.д.;

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

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

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

- строительство скважин;
- движение транспорта.

#### ***Природоохранные мероприятия:***

- комплекс мер по предотвращению выбросов, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;

- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промысловых сточных вод;
- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти;

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

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

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

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

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

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

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

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

Проведение работ по разработке отразится на почвенно-растительном покрове в виде следующих изменений:

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

#### ***Природоохранные мероприятия***

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

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

- озеленение территории (посадка саженцев, полив зеленых насаждений).

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

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

Воздействие на здоровье работающего персонала мало, так как предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере ниже нормативных требований к рабочей зоне. Из анализа технологических проектных решений установлено, что уровень производства высокий и созданы условия для значительного облегчения труда и оздоровления производственной среды на рабочих местах. Воздействие на другие близлежащие жилые массивы отсутствует. В целом воздействие при разработке месторождения Жолдыбай Северный на состояние здоровья населения может быть оценено, как минимальное, и продолжительное.

Для предотвращения или предупреждения аварийных ситуаций при производстве работ предлагаем следующий перечень рекомендуемых мероприятий:

- обязательное соблюдение всех нормативных правил работ по бурению скважин;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге, контроль за тем, чтобы спасательное и защитное оборудование всегда имелось в наличии, а персонал умел им пользоваться.
- установка в стволах скважин клапанов–отсекателей для предупреждения открытого фонтанирования в аварийных ситуациях;
- все операции по заправке, хранению и транспортировке горючего и смазочных материалов должны проходить под контролем ответственных лиц и строго придерживаться правил безопасности;
- использование контейнеров для сбора отработанных масел.

В целом, сорменное состояние окружающей среды оценивается локальным, продолжительным, где значимость показывает низкий уровень.

АО «Эмбаунайгаз» соблюдает все законодательные требования по защите охраны окружающей среды: ежеквартально проводится мониторинговые исследования согласно Программе производственного контроля по атмосферному воздуху, подземным и грунтовым водам, почвенного покрова и контролируется радиационный фон обстановка месторождения.

Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается.

Использование природных ресурсов, обусловленных их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью исключается. Риски отсутствуют.

На площадке строительства и эксплуатации организованы места временного хранения (накопления) отходов, откуда они по мере накопления вывозятся по договору на предприятия, осуществляющие переработку, использование, обезвреживание или захоронение отходов. При организации мест временного хранения (накопления) отходов приняты меры по обеспечению экологической безопасности. Обеспечение мест временного хранения (накопления) проведено с учетом класса опасности (маркировано по типу отхода), физико-химических свойств, реакционной способности образующихся отходов, а также с учетом требований соответствующих требований.

*Мероприятия по минимизации воздействия в окружающую среду*

Добыча углеводородного сырья обуславливает постоянное пополнение воздушной среды новыми объемами загрязняющих веществ. Основными мероприятиями по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- разработка технологического регламента на период НМУ;
- обучение персонала реагированию на аварийные ситуации;

- соблюдение норм и правил противопожарной безопасности;
- хранить производственные отходы в строго определенных местах;
- ежегодно провести производственный мониторинг по атмосферному воздуху.

Для сведения к минимуму отрицательного действия, сопровождающее промышленное производство энергетического и химического сырья, необходимы способы борьбы за уменьшение его потерь. В технологии добычи ими будут:

- герметизация напорной системы сбора нефти.
- подавление наружной (изоляционное покрытие) и внутренней коррозии (подача ингибитора коррозии).

Указанные выше меры по снижению вредного воздействия нефтедобывающего объекта оказываются достаточными, по расчетным показателям загрязнения воздушного бассейна при нормальном режиме работ, так как обеспечивают санитарные требования к качеству воздуха.

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

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

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

- Промышленная экология. Т.А. Хван. г. Ростов-на-Дону 2003г.
- Охрана природы Атырауской области. О.М. Грищенко, Н.А.Дидичин. г. Атырау 1997г.
- Прогноз и контроль геодинамической и экологической обстановок в регионе Каспийского моря в связи с развитием нефтегазового комплекса, г. Москва 2000г.
- Экология и нефтегазовый комплекс. М.Д. Диаров, г. Алматы 2003г.
- Экология Казахстана М.С. Панин, г. Семипалатинск 2005г.
- Экологический кодекс Республики
- Казахстан от 02.01.2021г.
- Закон о «Гражданской защите», от 11.04.2014 г.
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280 «Инструкции по организации и проведению экологической оценки»;
- Классификатор отходов. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года №314;
- Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» от 7 июля 2020 года №360-VI ЗРК.
- Закон РК №219-1 от 23.04.1998г «О радиационной безопасности населения»;
- Приказ Министра здравоохранения РК №ҚР ДСМ-71 от 2 августа 2022 года Гигиенические нормативы к обеспечению радиационной безопасности
- 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» СПОРО-97, СП 5.01.011-97 «Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами»;
- №ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020г. Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности

**Методические указания 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.

# ПРИЛОЖЕНИЯ

**Приложение №1 - Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу**

**Расчеты выбросов вредных веществ при бурении 1 вертикальной скважины**

Источник №6001 Подготовка площадки				
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>			
1.1.	Время работы	t	час/пер	40
1.2.	Количество перерабатываемого грунта	Gп	т/пер	1713
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	42,83
<b>2</b>	<b>Расчет:</b>			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * B * G * 10^6$			
	$Q = \frac{\dots}{3600}$	Q	г/сек	0,05139
	Весовая доля пылевой фракции в материале	P <sub>1</sub>	(табл.1)	0,04
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	P <sub>2</sub>	(табл.1)	0,03
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	P <sub>3</sub>	(табл.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	P <sub>4</sub>	(табл.4)	0,01
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	P <sub>5</sub>	(табл.5)	0,6
	Коэффициент, учитывающий местные условия	P <sub>6</sub>	(табл.3)	1,0
	Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	B	(табл.7)	0,5
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,0074

*Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МООС РК №100-п от 18.04.2008г*

Источник №6002 Расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров и экскаваторов				
№ п.п.	Наименование	Обозначен	Ед.изм.	Количество
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>			
1.1.	Время работы	t	час/пер	40
1.2.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	км	124,35
<b>2</b>	<b>Расчет:</b>			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * G * 10^6$			
	$Q = \frac{\dots}{3600}$	Q	г/сек	0,29844
	Весовая доля пылевой фракции в материале	P <sub>1</sub>	(табл.1)	0,04
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	P <sub>2</sub>	(табл.1)	0,03
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	P <sub>3</sub>	(табл.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	P <sub>4</sub>	(табл.4)	0,01
	Коэффициент, учитывающий местные условия	P <sub>6</sub>	(табл.5)	1,0
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	P <sub>5</sub>	(табл.3)	0,6
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,08595

*Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МООС РК №100-п от 18.04.2008г*

Источник №6003 Расчет выбросов неорганической пыли, при работе автосамосвала				
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>			
1.1.	Грузоподъемность	G	т	30
1.2.	Средняя скорость передвижения	V	км/час	5
1.3.	Число ходок транспорта в час	N	ед/час	2,5
1.4.	Средняя протяженность 1 ходки на участке строительства	L	км	0,035
1.5.	Количество перевезенного груза	M	т	9474,6
1.6.	Площадь кузова	F	м <sup>2</sup>	7,5
1.7.	Число машин, работающих на строительном участке	n	ед	1
1.8.	Время работы	t	ч/пер	40
<b>2</b>	<b>Расчет:</b>			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{C_1 * C_2 * C_3 * N * L * q_1 * C_6 * C_7}{3600} + C_4 * C_5 * C_6 * q_2 * F * n, \text{ г/сек}$			0,000631
	коэф., зависящий от грузопод.	C <sub>1</sub>	(таблица 9)	1,0
	коэф., учит. ск. скорость передвиж.	C <sub>2</sub>	(таблица 10)	0,6
	коэф., учит. состояние дорог	C <sub>3</sub>	(таблица 11)	1,0
	пылевыведение на 1 км. пробега	q <sub>1</sub>	г/км	1450
	коэф., учит. профиль поверхности	C <sub>4</sub>		1,4
	коэф., зависящий от скорости обдува	C <sub>5</sub>	(таблица 12)	1,2
	коэф., учит. влажность материала	C <sub>6</sub>	(таблица 4)	0,01
	пылевыведение с единицы площади	q <sub>2</sub>	(таблица 6)	0,004
	коэф., учит. крупность материала	C <sub>7</sub>		0,6
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,00009
<i>Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МООС РК №100-п от 18.04.2008г</i>				

Источник №6004 Расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками				
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>			
1.1.	Средняя скорость передвижения	V	км/час	3,5
1.2.	Число ходок транспорта в час	N	ед/час	1,0
1.3.	Средняя протяженность 1 ходки на участке строительства	L	км	1,0
1.4.	Время работы	t	час/пер	40
<b>2</b>	<b>Расчет:</b>			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$M_{сек} = \frac{C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1}{3600}$	M <sub>п<sup>сек</sup></sub>	г/сек	0,1083
	Коэффициент, зависящий от грузоподъемности	C <sub>1</sub>	(табл.9)	1,3
	Коэффициент, учитывающий среднюю скорость передвижения	C <sub>2</sub>	(табл.10)	0,6
	Коэффициент, учитывающий состояние дорог	C <sub>3</sub>	(табл.11)	1,0
	Пылевыведение на 1 км пробега	g <sub>1</sub>	г/км	500
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = M_{сек} * t * 3600 / 10^6$		т/пер	0,0156
<i>Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МООС РК №100-п от 18.04.2008г</i>				

**Источник №0001-001, силовой привод БУ ZJ-20**

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{год}$ , т, 8.56

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_3$ , кВт, 505

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_3$ , г/кВт\*ч, 0.174

Температура отработавших газов  $T_{ог}$ , К, 274

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{ог}$ , кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 0.174 * 505 = 0.000766226 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 274 / 273) = 0.653802559 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.000766226 / 0.653802559 = 0.001171954 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{mi}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	СО	NOx	СН	С	SO2	СН2О	БП
В	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов  $q_{zi}$  г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	СО	NOx	СН	С	SO2	СН2О	БП
В	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса  $M_i$ , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.077333333	0.27392	0	1.077333333	0.27392
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.175066667	0.044512	0	0.175066667	0.044512

0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.070138889	0.01712	0	0.070138889	0.01712
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.168333333	0.0428	0	0.168333333	0.0428
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.869722222	0.22256	0	0.869722222	0.22256
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001683	0.000000471	0	0.000001683	0.000000471
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.016833333	0.00428	0	0.016833333	0.00428
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.406805556	0.10272	0	0.406805556	0.10272

### Источник №0001-002, насосная установка БУ ZJ-20

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный  
 Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{год}$ , т, 27.14  
 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_3$ , кВт, 575

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_3$ , г/кВт\*ч, 32.93

Температура отработавших газов  $T_{ог}$ , К, 274

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{ог}$ , кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 32.93 * 575 = 0.16511102 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 274 / 273) = 0.653802559 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.16511102 / 0.653802559 = 0.252539574 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{mi}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	СО	NOx	СН	С	SO2	СН2О	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов  $q_{zi}$  г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	СО	NOx	СН	С	SO2	СН2О	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса  $M_i$ , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{зод} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.226666667	0.86848	0	1.226666667	0.86848
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.199333333	0.141128	0	0.199333333	0.141128
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.079861111	0.05428	0	0.079861111	0.05428
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.191666667	0.1357	0	0.191666667	0.1357
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.990277778	0.70564	0	0.990277778	0.70564
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000001917	0.000001493	0	0.000001917	0.000001493
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.019166667	0.01357	0	0.019166667	0.01357
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.463194444	0.32568	0	0.463194444	0.32568

**Источник №0001-003, ДЭС БУ ZJ-20**

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{зод}$ , т, 15.82

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_3$ , кВт, 240

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b$ , г/кВт\*ч, 8.016

Температура отработавших газов  $T_{ог}$ , К, 274

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{O_2}$ , кг/с:

$$G_{O_2} = 8.72 * 10^{-6} * b_p * P_p = 8.72 * 10^{-6} * 8.016 * 240 = 0.016775885 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{O_2}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{O_2} = 1.31 / (1 + T_{O_2} / 273) = 1.31 / (1 + 274 / 273) = 0.653802559 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{O_2}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 0.016775885 / 0.653802559 = 0.025658946 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{mi}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов  $q_{zi}$  г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса  $M_i$ , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_p / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.512	0.50624	0	0.512	0.50624
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0832	0.082264	0	0.0832	0.082264
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.033333333	0.03164	0	0.033333333	0.03164
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.08	0.0791	0	0.08	0.0791

0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.413333333	0.41132	0	0.413333333	0.41132
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000008	0.00000087	0	0.0000008	0.00000087
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.008	0.00791	0	0.008	0.00791
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.193333333	0.18984	0	0.193333333	0.18984

### Источник №0002, цементировочный агрегат

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{год}$ , т, 3.27

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_3$ , кВт, 176.5

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_3$ , г/кВт\*ч, 0.58

Температура отработавших газов  $T_{ог}$ , К, 274

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{ог}$ , кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 0.58 * 176.5 = 0.000892666 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 274 / 273) = 0.653802559 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.000892666 / 0.653802559 = 0.001365346 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{mi}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов  $q_{ji}$  г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса  $M_i$ , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.376533333	0.10464	0	0.376533333	0.10464
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061186667	0.017004	0	0.061186667	0.017004
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024513889	0.00654	0	0.024513889	0.00654
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058833333	0.01635	0	0.058833333	0.01635
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303972222	0.08502	0	0.303972222	0.08502
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000588	0.00000018	0	0.000000588	0.00000018
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005883333	0.001635	0	0.005883333	0.001635
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.142180556	0.03924	0	0.142180556	0.03924

**Источник №0003, ДЭС вахтового поселка**

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{год}$ , т, 35.65

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_3$ , кВт, 200

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_3$ , г/кВт\*ч, 7.1

Температура отработавших газов  $T_{ог}$ , К, 274

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{ог}$ , кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 7.1 * 200 = 0.0123824 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{O_2} = 1.31 / (1 + T_{O_2} / 273) = 1.31 / (1 + 274 / 273) = 0.653802559 \quad (A.5)$$

где 1.31 – удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{O_2}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 0.0123824 / 0.653802559 = 0.018939051 \quad (A.4)$$

## 2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{mi}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов  $q_{zi}$  г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса  $M_i$ , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 – для NO<sub>2</sub> и 0.13 – для NO

### Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.426666667	1.1408	0	0.426666667	1.1408
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.069333333	0.18538	0	0.069333333	0.18538
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.027777778	0.0713	0	0.027777778	0.0713
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	0.17825	0	0.066666667	0.17825
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	0.9269	0	0.344444444	0.9269
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000667	0.000001961	0	0.000000667	0.000001961
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006666667	0.017825	0	0.006666667	0.017825
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды	0.161111111	0.4278	0	0.161111111	0.4278

предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)					
--	--	--	--	--	--

**Источник №6005, емкость для топлива**

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м <sup>3</sup> - 1шт.				
Источник выбросов - дыхательный клапан.				
Общий расход:		54,79 т/г		
n		1,0 шт.		
h		6,0 м		
d		0,296 м		
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:				
· максимальные выбросы:				
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}$		, г/с	(6.2.1)	0,0065 г/с
K <sub>p</sub> <sup>max</sup> - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8; 1				
V <sub>ч</sub> <sup>max</sup> - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемый из резервуаров во время его закачки, м <sup>3</sup> /6				
· годовые выбросы:				
$G = (Y_{\text{оз}} \times V_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times V_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p$		, т/год	(6.2.2)	0,0009 т/год
где:				
Y <sub>оз</sub> , Y <sub>вл</sub> - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12; Y <sub>оз</sub> - 2,36 Y <sub>вл</sub> - 3,15				
V <sub>оз</sub> , V <sub>вл</sub> - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн; V <sub>оз</sub> - 27,4 V <sub>вл</sub> - 27,4				
C <sub>1</sub> - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м <sup>3</sup> , принимается по Приложению 12; 3,92				
G <sub>хр</sub> - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13; 0,27				
K <sub>нп</sub> - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12; 0,0029				
N <sub>p</sub> - количество резервуаров, шт. 1				
Значения концентраций алканы C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub> (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (C <sub>i</sub> мас %).				
Максимально-разовый выброс:	M = C <sub>i</sub> * M / 100, г/с		(5.2.4)	
Среднегодовые выбросы:	G = C <sub>i</sub> * G / 100, т/г		(5.2.5)	
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	непредельные	ароматические	сероводород
C <sub>i</sub> мас %	99,57	-	0,15	0,28
M <sub>i</sub> , г/с	0,0065	-	-*)	0,000018
G <sub>i</sub> , т/г	0,0009	-	-*)	0,000003
*) Условно отнесены к C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>				
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.				

### Источник №6006, сварочный пост

Исходные данные:				
Марка электрода;	АНО-4			
Время работы, ч/год;	40			
Расход электрода, кг/год;	100			
Максимальный расход, кг/ч;	2,500			
Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:				
$M_{\text{год}} = \frac{V_{\text{год}} \times K_m^x}{10^6} \times (1 - \eta), \text{ т/год}$				(5.1)
где:				
$V_{\text{год}}$ - расход применяемого сырья и материалов, кг/год;				
$K_m^x$ - удельный показатель выброса загрязняющего вещества «ж» на единицу массы расходуемых (приготавливаемых) сырья и материалов, г/кг, (табл. 1);				
$\eta$ - степень очистки воздуха в соответствующем аппарате, которым снабжается группа технологических агр/в;				
0				
Максимальный разовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:				
$M_{\text{сек}} = \frac{K_m^x \times V_{\text{час}}}{3600} \times (1 - \eta), \text{ г/с}$				(5.2)
где:				
$V_{\text{час}}$ - фактический максимальный расход применяемых сырья и материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час;				
Используемый материал и его марка	Наименование и удельные количества нормируемых загрязняющих веществ в том числе			
	сварочный аэрозоль	железо оксид	оксид марганца	пыль неорганич.
АНО-4, г/кг	17,8	15,73	1,66	0,41
$M_{\text{год}}$ , т/г	0,00178	0,00157	0,00017	0,00004
$M_{\text{сек}}$ , г/с	0,01236	0,01092	0,00115	0,00028
РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов), Астана-2004г.				

### Источник №0004, буровая установка

#### Источник №0004-001, силовой привод БУ

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $V_{\text{год}}$ , т, 3.38

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_3$ , кВт, 505

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_3$ , г/кВт\*ч, 9.12

Температура отработавших газов  $T_{ог}$ , К, 274

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{ог}$ , кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 9.12 * 505 = 0.040160832 \quad (\text{А.3})$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 274 / 273) = 0.653802559 \quad (\text{А.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.040160832 / 0.653802559 = 0.061426544 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{mi}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов  $q_{zi}$  г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса  $M_i$ , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.077333333	0.10816	0	1.077333333	0.10816
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.175066667	0.017576	0	0.175066667	0.017576
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.070138889	0.00676	0	0.070138889	0.00676
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.168333333	0.0169	0	0.168333333	0.0169
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.869722222	0.08788	0	0.869722222	0.08788
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000001683	0.000000186	0	0.000001683	0.000000186
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.016833333	0.00169	0	0.016833333	0.00169
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.406805556	0.04056	0	0.406805556	0.04056

**Источник №0004-002, насосная установка БУ**

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный  
Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{год}$ , т, 10.72  
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_3$ , кВт, 575

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_3$ , г/кВт\*ч, 53.63

Температура отработавших газов  $T_{ог}$ , К, 274

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{ог}$ , кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 53.63 * 575 = 0.26890082 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 274 / 273) = 0.653802559 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.26890082 / 0.653802559 = 0.4112875 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{mi}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	СО	NOx	СН	С	SO2	СН2О	БП
В	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов  $q_{zi}$  г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	СО	NOx	СН	С	SO2	СН2О	БП
В	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса  $M_i$ , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.226666667	0.34304	0	1.226666667	0.34304
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.199333333	0.055744	0	0.199333333	0.055744

0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.079861111	0.02144	0	0.079861111	0.02144
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.191666667	0.0536	0	0.191666667	0.0536
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.990277778	0.27872	0	0.990277778	0.27872
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001917	0.00000059	0	0.000001917	0.00000059
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.019166667	0.00536	0	0.019166667	0.00536
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.463194444	0.12864	0	0.463194444	0.12864

### Источник №0004-003, ДЭС БУ

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный  
 Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{год}$ , т, 4.38  
 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_3$ , кВт, 240

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_3$ , г/кВт\*ч, 54.8

Температура отработавших газов  $T_{ог}$ , К, 274

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{ог}$ , кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 54.8 * 240 = 0.11468544 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 274 / 273) = 0.653802559 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.11468544 / 0.653802559 = 0.175412957 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{mi}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	СО	NOx	СН	С	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов  $q_{zi}$  г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	СО	NOx	СН	С	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса  $M_i$ , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.512	0.14016	0	0.512	0.14016
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0832	0.022776	0	0.0832	0.022776
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.033333333	0.00876	0	0.033333333	0.00876
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.08	0.0219	0	0.08	0.0219
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.413333333	0.11388	0	0.413333333	0.11388
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000008	0.000000241	0	0.0000008	0.000000241
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.008	0.00219	0	0.008	0.00219
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.193333333	0.05256	0	0.193333333	0.05256

**Источник №6007, емкость для топлива**

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м <sup>3</sup> - 1шт.				
источник выбросов - дыхательный клапан.				
Общий расход:		18,48	т/г	
n		1,0	шт.	
h		6,0	м	
d		0,296	м	
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:				
· максимальные выбросы:				
$M = \frac{C_1 \times K_p^{max} \times V_{ч}^{max}}{3600}$			(6.2.1)	0,0065 г/с
$K_p^{max}$ - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;				
$V_{ч}^{max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его заправки				
· годовые выбросы:				
$G = (Y_{оз} \times B_{оз} + Y_{вл} \times B_{вл}) \times K_p^{max} \times 10^{-6} + G_{хр} \times K_{нп} \times N_p$			(6.2.2)	0,0008 т/год
где:				
$Y_{оз}, Y_{вл}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;				
		$Y_{оз}$ - 2,36		$Y_{вл}$ - 3,15
$B_{оз}, B_{вл}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;				
		$B_{оз}$ - 9,2		$B_{вл}$ - 9,2
$C_1$ - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м <sup>3</sup> , принимается по Приложению 1 3,92				
$G_{хр}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;				
				0,27
$K_{нп}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;				
				0,0029
$N_p$ - количество резервуаров, шт.				
				1
Значения концентраций алканы $C_{12}-C_{19}$ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 ( $C_i$ мас %).				
Максимально-разовый выброс:	$M = C_i * M / 100$ , г/с		(5.2.4)	
Среднегодовые выбросы:	$G = C_i * G / 100$ , т/г		(5.2.5)	
<b>Идентификация состава выбросов</b>				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные $C_{12}-C_{19}$	непредельные	ароматические	сероводород
$C_i$ мас %	99,57	-	0,15	0,28
$M_i$ , г/с	0,0065	-	-*)	0,000018
$G_i$ , т/г	0,0008	-	-*)	0,000002
*) Условно отнесены к $C_{12}-C_{19}$				
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.				

**Источник №6008, насос для перекачки нефти**

С помощью насосных установок происходит перекачка нефти. В работе находится 1 насос							
типа «ЦНС-38/110». Параметры выбросов:							
n = 1;							
h = 1,5 м;							
d = 0,01 м;							
T = 20°C;							
Максимальный (разовый) выброс от одной единицы оборудования рассчитывается по формуле:							
$M_{сек} = \frac{Q}{3.6}$ , г/с							
Q – удельное выделение загрязняющих веществ, кг/час (табл.8.1-РНД 211.2.09-2004);							
Годовые (валовые) выбросы от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:							
$M_{год} = \frac{Q * T}{10^3}$ , т/Г							
T – фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час; T							
T =	187,2	час при испытании 1 скважины;					
Максимальный выброс:							
МУВ=	0,05/3,6 г/с;				0,0139	г/с	
Годовой выброс от 1 скважин:							
МУВ=	0,05*124,8/1000	т/Г;			0,0094	т/Г	

**Источник №6009 добывающие скважины**

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.

<b>Исходные данные:</b>			
Количество	1		шт.
Время работы	187,2		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	1,48386		
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с <sub>ji</sub>	0,9994		доли/ед.
сероводород H <sub>2</sub> S, с <sub>ji</sub>	0,0006		доли/ед.
Фланцы, шт; n <sub>j</sub>	6		шт.
ЗРА, шт; n <sub>j</sub>	3		шт.

<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{m=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji} \quad \text{где}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n <sub>j</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x <sub>nyj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>	0,07	доли/ед	
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>	0,0000096	г/с	
валовые выбросы, Y <sub>nyH<sub>2</sub>S</sub>	0,0004	г/с	
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub></b>	<b>0,00039</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00027 м/г</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyH<sub>2</sub>S</sub></b>	<b>0,0000002</b>	<b>г/с</b>	<b>0,0000002 м/г</b>

*Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196*

## Расчеты выбросов вредных веществ при эксплуатации на 2025-2030гг

<b>Источники № 0129-0130. Котельная Марка - Буран КВА116-2 ед</b>			
Марка - Буран КВА116-2 ед, вид топлива - товарный газ (для отопления общежития)			
Общий расход		<b>44000,00</b> м <sup>3</sup> /год	
	n	2(1 резерв) шт.	
	h	6 м	
	d	0,5 м	
	T	100 С	
	r	0,71 кг/м <sup>3</sup>	
Общее время работы		<b>8760</b> ч/г	
Расход газа на пач: В		5,0 м <sup>3</sup> /ч	
Годовой расход газа: В		31239,99969 кг/г	31,24000 т/г
Секундный расход топлива: В		3,566210 кг/час	0,990614 т/с
При определении количества выбросов оксидов серы в пересчете на SO <sub>2</sub> на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных:			
массовая концентрация общей серы			0 т/м <sup>3</sup>
массовая концентрация меркаптановой серы			0 т/м <sup>3</sup>
массовая концентрация сероводорода			0,002548 т/м <sup>3</sup>
содержания серы в топливе на рабочую массу принимается значение:			
		общ. сера	0,0000000 %
		меркап. сера	0,0000000 %
		сероводород	0,0035887 %
$P_{SO_2} = 0,02 \cdot B \cdot S^* (1 - h'_{SO_2}) \cdot (1 - h''_{SO_2})$			
общ. сера	$P_{SO_2}$	0,00000 т/с	0,00000 т/г
меркап. сера	$P_{SO_2}$	0,00000 т/с	0,00000 т/г
$P_{SO_2} = 1,88 \cdot 10^2 \cdot H_2S \cdot B$		0,00005 т/с	0,00021 т/г
Максимально-разовый и валовый выброс (SO <sub>2</sub> ) составит:		<b>0,00004745</b> т/сек	<b>0,00021077</b> т/год
Количество оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами котлов определяется по следующей формуле:			
$P_{CO} = 0,001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - q_4 / 100)$		<b>0,01068872</b> т/с	<b>0,33707960</b> т/г
$C_{CO} = q_1 \cdot R \cdot Q_{г1}$			10,7900 кг/г
$Q_{г1}$ - теплота сгорания натурального топлива, $Q_{г1} =$			43,16 МДж/кг
$q_1$ - потери тепла вследствие хим-ой неполноты сгор-я топлива (табл.2.2), $q_1 =$			0,5 %
R - для газа, R =			0,5
$P_{NOx} = 0,001 \cdot B \cdot Q_{г1} \cdot K_{NOx} \cdot (1 - b)$			
$K_{NOx}$ - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ТДж), для пачи принимается равным		0,002992843 т/с	0,094382287 т/г
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98, формула (12),(13).			
В связи с установленными разделами ПДК для оксидов азота и диоксида азота и с учетом трансформации оксидов азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом разницы в молекулярной массе этих веществ)			
$M_{NO_2} = 0,8 M_{NOx}$		$M_{NO_2} \cdot P_{NOx} =$	<b>0,00239427</b> т/с
	$m_{NO}$		<b>0,07550583</b> т/г
$M_{NO} = (1 - 0,8) M_{NOx} = 0,13 M_{NOx}$		$M_{NO} \cdot P_{NOx} =$	<b>0,00038907</b> т/с
	$m_{NO_2}$		<b>0,01226970</b> т/г
где $m_{NO}$ и $m_{NO_2}$ молекулярный вес NO и NO <sub>2</sub> , равный 30 и 46 соответственно;			
0,8 - коэффициент трансформации оксидов азота в диоксид.			
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:			
$V = V_n(a-1) \cdot V$ , где			12,412 м <sup>3</sup> /кг
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для природного газа			11,38 м <sup>3</sup> /кг
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах			1,1
V - теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для газа:			10,62 м <sup>3</sup> /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:			
$V = \frac{B \cdot V_n (273 + t)}{273 \cdot 3600}$			0,0167993 м <sup>3</sup> /с
где B - расход топлива, кг/ч			
t - температура уходящих газов.			
Скорость газов на выходе из дымовых труб:			
$W = V/F$ , где F = (πd <sup>2</sup> )/4 - сечение дымовой трубы			0,0856 м/с
<small>Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.</small>			
<b>код вещества</b>	<b>наименование</b>	<b>т/с</b>	<b>т/г</b>
301	диоксид азота	0,00239427	0,07550583
304	оксид азота	0,00038907	0,01226970
330	диоксид серы	0,00004745	0,00021077
337	оксид углерода	0,01068872	0,33707960

<b>Источник № 0365-0366. Котельная. Марса - КВА 174 ЛЖ/Т и (ADTI 535 R/RS) Таганай</b>			
Марка - КВА 174 ЛЖ/Т и (ADTI 535 R/RS) для отопления бокса, вид топлива - товарный газ месторождения Северный Жолдыбай			
Общий расход		<b>12000,00</b> м <sup>3</sup> /год	
	a	2(1 резерв) шт.	
	h	8 м	
	d	0,1 м	
	T	100 С	
	r	0,683 кг/м <sup>3</sup>	
Общее время работы		<b>4368</b> ч/г	
Расход газа на печи: В		2,75 м <sup>3</sup> /ч	
Годовой расход газа: В		8196,00 кг/г	8,196000 т/г
Секундный расход топлива: В		1,876 кг/час	0,5212149 т/с
При определении количества выбросов оксидов серы в пересчете на SO <sub>2</sub> на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных			
массовая концентрация общей серы			0 г/м <sup>3</sup>
массовая концентрация меркаптановой серы			0,000772 г/м <sup>3</sup>
массовая концентрация сероводорода			0,000521 г/м <sup>3</sup>
содержания серы в топливе на рабочую массу принимается значение:			
		общ. сера	0,0000000 %
		меркап. сера	0,00011 %
		сероводород	0,00008 %
P <sub>SO2</sub> = 0,02 * В * S * (1 - h' SO <sub>2</sub> ) * (1 - h' SO <sub>2</sub> )			
общ. сера		P <sub>SO2</sub>	0,00000 т/с
меркап. сера		P <sub>SO2</sub>	0,00001 т/с
P <sub>SO2</sub> = 1,88 * 10 <sup>2</sup> * H <sub>2</sub> S * В		P <sub>SO2</sub>	0,00001 т/с
Максимально-разовый и валовый выброс (SO <sub>2</sub> ) составит:		P <sub>SO2</sub>	<b>0,0001315 т/сек</b>
Калькуляция оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами котлов определяется по следующей формуле:			<b>0,0013830 т/год</b>
C <sub>CO</sub> = 0,001 * C <sub>CO</sub> * В * (1 - q <sub>1</sub> /100)			<b>0,00562391 т/с</b>
C <sub>CO</sub> = q <sub>1</sub> * R * Q <sub>1</sub>			10,7900 кг/г
Q <sub>1</sub> - теплота сгорания натурального топлива, Q <sub>1</sub> =			43,16 МДж/кг
q <sub>1</sub> - потери тепла вследствие хим-ой неполноты сгор-я топлива (табл 2 2), q <sub>1</sub> =			0,5 %
R - для газа, R =			0,5
P <sub>NOx</sub> = 0,001 * В * Q <sub>1</sub> * K <sub>NOx</sub> * (1 - b)			0,00157469 т/с
K <sub>NOx</sub> - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла (кг/ГДж), для печи принимается равным			0,07
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).			
В связи с установленными пределами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксид азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)			
M <sub>NO2</sub> = 0,8 M <sub>NOx</sub> .		M <sub>NO2</sub> * P <sub>NOx</sub> =	<b>0,00125976 т/с</b>
		M <sub>NO</sub> * P <sub>NOx</sub> =	<b>0,01980940 т/г</b>
M <sub>NO</sub> = (1-0,8)M <sub>NOx</sub> = 0,13M <sub>NOx</sub> .			
где m <sub>NO</sub> и m <sub>NO2</sub> молекулярный вес NO и NO <sub>2</sub> , равный 30 и 46 соответственно;			
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид			
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:			
V = V <sub>г</sub> * (a - 1) * V <sub>г</sub> , где			12,412 м <sup>3</sup> /кг
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для природного газа			11,35 м <sup>3</sup> /кг
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах			1,1
V - теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для газа:			10,62 м <sup>3</sup> /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:			
	V = $\frac{B \cdot V_0 \cdot (273+t)}{273 \cdot 3600}$		0,0088390 м <sup>3</sup> /с
где В - расход топлива, кг/ч			
t - температура уходящих газов.			
Скорость газов на выходе из дымовых труб:			
W = V/F, где F = (π * d <sup>2</sup> ) / 4 - сечение дымовой трубы			1,1260 м/с
<i>Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производственными. Алматы, 1996.</i>			
код вещества	наименование	г/с	т/г
301	диоксид азота	0,00125976	0,01980940
304	оксид азота	0,00020471	0,00321903
330	диоксид серы	0,0001315	0,00013830
337	оксид углерода	0,00562391	0,08843484

<b>Источник № 0282, 0283 Котельная Марка-Бурани КВА-233</b>			
Марка-Бурани КВА-233 (2-1) (для новой столовой)			
Общий расход		<b>244000</b> м <sup>3</sup> /год	
a		2 (1 резерв) шт.	
h		8 м	
d		0,1 м	
T		100 С	
r		0,683 кг/м <sup>3</sup>	
Общее время работы		<b>8760</b> ч/г	
Расход газа на печи: В		27,85 м <sup>3</sup> /ч	
Годовой расход газа: В		166652,00 кг/г	166,652000 т/г
Секундный расход топлива: В		19,024 кг/час	5,2845003 т/с
При определении количества выбросов оксидов серы в пересчете на SO <sub>2</sub> на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных			
массовая концентрация общей серы			0 т/м <sup>3</sup>
массовая концентрация меркаптановой серы			0,000772 т/м <sup>3</sup>
массовая концентрация сероводорода			0,000521 т/м <sup>3</sup>
содержания серы в топливе на рабочую массу принимается значение:			
			общ. сера 0,0000000 %
			меркап. сера 0,00011 %
			сероводород 0,00008 %
P <sub>SO2</sub> = 0,02 * B * S * (1 - h' * SO <sub>2</sub> ) * (1 - h" * SO <sub>2</sub> )			
общ. сера		P <sub>SO2</sub>	0,00000 т/с
меркап. сера		P <sub>SO2</sub>	0,00008 т/с
P <sub>SO2</sub> = 1,88 * 10 <sup>-2</sup> * H <sub>2</sub> S * B		P <sub>SO2</sub>	0,00005 т/с
Максимально-разовый и валовый выброс (SO <sub>2</sub> ) составляет:			<b>0,00013335 т/сек</b>
Калькуляция оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами котлов определяется по следующей формуле:			<b>0,05701976 т/с</b>
C <sub>CO</sub> = 0,001 * C <sub>CO</sub> * B * (1 - q <sub>1</sub> / 100)			<b>1,79817508 т/г</b>
C <sub>CO</sub> = q <sub>1</sub> * R * Q <sub>1</sub>			10,7900 кг/г
Q <sub>1</sub> - теплота сгорания натурального топлива, Q <sub>1</sub> =			43,16 МДж/кг
q <sub>1</sub> - потери тепла вследствие хим-ой неполноты сгор-я топлива (табл 2 2), q <sub>1</sub> =			0,5 %
R - для газа, R =			0,5
P <sub>NOx</sub> = 0,001 * B * Q <sub>1</sub> * K <sub>NO</sub> * (1 - b)			0,01596553 т/с
K <sub>NO</sub> - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла (кг/ГДж), для печи принимается равным			0,07
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12), (13).			
В связи с установленными пределами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксид азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)			
M <sub>NO2</sub> = 0,8 M <sub>NOx</sub> .		M <sub>NO2</sub> * P <sub>NOx</sub> =	<b>0,01277243 т/с</b>
M <sub>NO</sub> = (1 - 0,8) M <sub>NOx</sub> = 0,13 M <sub>NOx</sub> .		M <sub>NO</sub> * P <sub>NOx</sub> =	<b>0,00207552 т/с</b>
где m <sub>NO</sub> и m <sub>NO2</sub> молекулярный вес NO и NO <sub>2</sub> , равный 30 и 46 соответственно;			
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид			
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:			
V = V * (a - 1) * V <sub>1</sub> , где			12,412 м <sup>3</sup> /кг
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для природного газа			11,35 м <sup>3</sup> /кг
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах			1,1
V <sub>1</sub> - теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для газа:			10,62 м <sup>3</sup> /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:			
V = $\frac{B \cdot V_1 \cdot (273 + t)}{273 \cdot 3600}$			0,0896173 м <sup>3</sup> /с
где B - расход топлива, кг/ч			
t - температура уходящих газов.			
Скорость газов на выходе из дымовых труб:			
W = V/F, где F = (π * d <sup>2</sup> ) / 4 - сечение дымовой трубы			11,4162 м/с
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.			
код вещества	наименование	т/с	т/г
301	диоксид азота	0,01277243	0,40279122
304	оксид азота	0,00207552	0,06545357
330	диоксид серы	0,00013335	0,00281210
337	оксид углерода	0,05701976	1,79817508

Источник № 0134 Дизельная электростанция (ДЭС)			
Местонахождение - С.Жолдыбай, марка - ДГ-200			
общая мощность, кВт		200 кВт;	В-категория
	n	1 шт.;	
	h	3 м;	
	d	0,1 м;	
Номинальный расход топлива		44,72 кг/ч;	
Общий расход топлива		120 т/г;	
Общее время работы		2928,0 ч/г.	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:			
$G_{ог} \gg 8,72 \cdot 10^6 \cdot b_3 \cdot P_3$ ,			0,07799
$b_3$ - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;			
$P_3$ - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.			
Объемный расход отработавших газов ( $m^3/c$ ) определяется по формуле:			
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$ ,			0,217
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов ( $кг/м^3$ ) рассчитываемый по формуле:			
$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$ ,			0,359
где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],			
[6] можно принимать, $кг/м^3$ ;			1,31
$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.			723
Максимальный выброс i-ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:			
$e_i \cdot \text{Всек}$			
$M_{\text{сек}} = \frac{\dots}{3600}$ , т/сек			
где: $e_i$ - выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;			
$P_3$ - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве $P_3$ , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (Ne);			
1/3600 - коэффициент пересчета «час» в «сек».			
Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:			
$e_i \cdot V_{\text{год}}$			
$M_{\text{год}} = \frac{\dots}{1000}$ , т/год			
где: $q_i$ - выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;			
$V_{\text{год}}$ - расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;			
1/1000 - коэффициент пересчета «кг» в «т».			
Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки			
Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок	Выбросы вещества	
		г/с	т/г
Оксида углерода	25	0,31056	3,00000
Оксид азота	39	0,48447	4,68000
Диоксид азота	30	0,37267	3,60000
Сернистый ангидрид	10	0,12422	1,20000
Углеводороды C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	12	0,14907	1,44000
Акролеин	1,2	0,01491	0,14400
Формальдегид	1,2	0,01491	0,14400
Сажа С	5	0,06211	0,60000

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

**Источник № 0261 Дизельная электростанция (ДЭС)**  
 Местонахождение - С.Жолдыбай, марка - ДГ-100

общая мощность, кВт		100 кВт;	В-категория
	n	1 шт.;	
	h	3 м;	
	d	0,1 м;	
Номинальный расход топлива		24,08 кг/ч;	
Общий расход топлива		70,00 т/г;	
Общее время работы		2928,0000 ч/г.	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:			
$G_{ог} \gg 8,72 \cdot 10^6 \cdot P_n$			0,02100
$b_n$ - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;			
$P_n$ - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.			
Объемный расход отработавших газов ( $m^3/c$ ) определяется по формуле:			
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$			0,058
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/ $m^3$ ) рассчитываемый по формуле:			
$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$			0,359
где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, значение которого согласно [1],			
[6] можно принимать, кг/ $m^3$ ;			1,31
$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.			723
Максимальный выброс i-ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:			
$e_i \cdot \text{Всек}$			
$M_{\text{сек}} = \frac{\dots}{3600}$ , т/сек			
где: $e_i$ - выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;			
$P_n$ - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве $P_n$ , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (Ne);			
1/3600 - коэффициент пересчета «час» в «сек».			
Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:			
$e_i \cdot V_{\text{год}}$			
$M_{\text{год}} = \frac{\dots}{1000}$ , т/год			
где: $e_i$ - выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;			
$V_{\text{год}}$ - расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;			
1/1000 - коэффициент пересчета «кг» в «т».			
<b>Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки</b>			
Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок	Выбросы вещества	
		г/с	т/г
Оксида углерода	$e_1$		
Оксид азота	25	0,16722222	1,7500000000
Диоксид азота	39	0,26086667	2,7300000000
Сернистый ангидрид	30	0,20066667	2,1000000000
Угледороды C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	10	0,06688889	0,7000000000
Акролеин	12	0,08026667	0,8400000000
Формальдегид	1,2	0,00802667	0,0840000000
Сажа С	1,2	0,00802667	0,0840000000
	5	0,03344444	0,3500000000

**Источник № 6993. Сварочный пост с ТДМ-502**

**ИВ 001**

Исходные данные:

Количество, шт.;	1,0			1
Марка электрода;	MP-3			MP-3
Время работы, ч/год;	1825			1825
Расход электрода, кг/год;	1500			1500
Максимальный расход, кг/ч;	0,82			0,821917808

Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяются по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{B_{\text{год}} \times K_m^x}{10^6} \times (1 - \eta) \quad \text{т/год} \quad (5.1)$$

где:  
 $B_{\text{год}}$  - расход применяемого сырья и материалов, кг/год;  
 $K_m^x$  - удельный показатель выброса загрязняющего вещества «х» на единицу массы расходуемых (приготавливаемых) сырья и материалов, г/кг, (табл. 1);  
 $\eta$  - степень очистки воздуха в соответствующем аппарате, которым снабжается группа технологических агрегатов;

Максимальный разовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяются по формуле:

$$M_{\text{сек}} = \frac{K_m^x \times B_{\text{час}}}{3600} \times (1 - \eta) \quad \text{г/с} \quad (5.2)$$

где:  
 $B_{\text{час}}$  - фактический максимальный расход применяемых сырья и материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час;

Расчеты:

Используемый материал и его марка	Наименование и удельные количества нормируемых загрязняющих веществ				фтористые газы-обр. соединения
	сварочный аэрозоль	железо оксид	в том числе		
MP-3, г/кг	10,6	9,27	оксид марганца		0,4
$M_{\text{год}}$ , т/год	0,01590000	0,01390500	0,00234000		0,00060000
$M_{\text{сек}}$ , г/сек	0,00242009	0,00211644	0,00035616		0,00009132

**ИВ 002**

Исходные данные:

Количество, шт.:	1,0	1
Марка электрода:	УОНИ-13/45	УОНИ-13/45
Время работы, ч/год:	1825	1825
Расход электрода, кг/год:	800	800
Максимальный расход, кг/ч:	0,44	0,438356164

Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяются по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{B_{\text{год}} \times K_m^x}{10^6} \times (1 - \eta), \text{ т/год} \quad (5.1)$$

где:

$B_{\text{год}}$  - расход применяемого сырья и материалов, кг/год;

$K_m^x$  - удельный показатель выброса загрязняющего вещества «х» на единицу массы расходуемых (приготовляемых) сырья и материалов, г/кг, (табл. 1);

$\eta$  - степень очистки воздуха в соответствующем аппарате, которым снабжается группа технологических агрегатов; Максимальный разовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяются по формуле:

$$M_{\text{сек}} = \frac{K_m^x \times B_{\text{час}}}{3600} \times (1 - \eta), \text{ г/с} \quad (5.2)$$

где:

$B_{\text{час}}$  - фактический максимальный расход применяемых сырья и материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час;

Расчеты:

Используемый материал и его марка	Наименование и удельные количества нормируемых загрязняющих веществ							
	сварочный аэрозоль	в том числе			фториды	фтористые газо-обр. соединения	азот диоксид	углерод оксид
		железо оксид	оксид марганца	пыль неорг.				
УОНИ-13/45, г/кг	16,31	10,69	0,92	1,4	3,3	0,75	1,5	13,3
$M_{\text{год}}$ , т/год	0,01305	0,00855200	0,00073600	0,00112000	0,00264000	0,00060000	0,00120000	0,01064000
$M_{\text{сек}}$ , г/сек	0,00199	0,00130167	0,00011202	0,00017047	0,00040183	0,00009132	0,000182648	0,00161948

*Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОСР РК от 29.07.2011 №196*

**Источник № 6994. Пост газорезки**

Газосварочные работы для резки металла.

Исходные данные:

Количество, шт.:	1
Время работы, ч/год:	720
Расход карбида кальция в год:	0 кг/час
Расход пропана в год:	0,763888889 кг/час

Для вычисления валовых выбросов вредных веществ от газосварочного оборудования, необходимо определить количество получаемого ацетилена из соотношения: из 2,5 кг карбида кальция получается 1 кг ацетилена: т, кг

Согласно табл.3 удельное выделение диоксида азота при газовой сварке (г/кг) ацетилен - кислородным пламенем составляет:

пропан-бутановой смесию	22
Валовые выбросы диоксида азота при газосварке составят:	15

$P_{\text{NO}_2} = 0,00318 \text{ г/сек}$        $0,00825 \text{ т/год}$

Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в воздушный бассейн при резке металлов, определяют на единицу времени работы оборудования (г/ч).

6.1 На единицу времени работы оборудования

а) валовый:

$$M_{\text{год}} = \frac{K^x \times T}{10^6} \times (1 - \eta), \text{ т/год} \quad (6.1)$$

где:

$K^x$  - удельный показатель выброса вещества «х», на единицу времени работы оборудования, при толщине разрезаемого металла s, г/час (табл. 4);

$T$  - время работы одной единицы оборудования, час/год;

$\eta$  - степень очистки воздуха в соответствующем аппарате, которым снабжается группа технологических агрегатов, 0.

б) максимальный разовый:

$$M_{\text{сек}} = \frac{K^x}{3600} \times (1 - \eta), \text{ г/сек} \quad (6.2)$$

Расчеты:

Толщина разрезаемых листов*) мм	Наименование и удельные количества загрязняющих в-в, г/час				
	сварочный аэрозоль	в том числе		азот диоксид	углерод оксид
		железо оксид	оксид марганца		
5,0 мм	74,0	72,9	1,10	39,0	49,5
$M_{\text{год}}$ , т/г	0,0533	0,0525	0,0008	0,0281	0,0356
$M_{\text{сек}}$ , г/с	0,0206	0,0203	0,0003	0,0108	0,0138

*Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОСР РК от 29.07.2011 №196*

**Суммарные выбросы вредных веществ в атмосферу от источника загрязнения:**

Диоксид азота	0,01401620 г/сек	0,03633000 т/год
Оксид углерода	0,01375000 г/сек	0,03564000 т/год
Сварочный аэрозоль	0,02055556 г/сек	0,05328000 т/год
в т.ч. оксид железа	0,02025000 г/сек	0,05248800 т/год
в т.ч. оксид марганца	0,00030556 г/сек	0,00079200 т/год

Источник № 6995-7021 Скважины на 2025-2028гг			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующего арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Количество	27		шт.
Время работы	8760,00		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
углекислый газ С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub> , с <sub>г</sub>	0,9994		доли/ед.
сероводород H <sub>2</sub> S, с <sub>г</sub>	0,0006		доли/ед.
Фланцы, шт; п <sub>г</sub>	162		шт.
ЗА, шт; п <sub>г</sub>	81		шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{nyj} \times n_i \times x_{nyi} \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n <sub>i</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x <sub>nyj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c <sub>гi</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,000288	кг/час	
утечки от ЗА, g <sub>nyj</sub>	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,02	доли/ед.	
доля утечки ЗА, x <sub>nyj</sub>	0,07	доли/ед.	
суммарная утечка от ФС, Y <sub>nyj</sub>	0,000292	г/с	
суммарная утечка от ЗА, Y <sub>nyj</sub>	0,0104	г/с	
<b>валовые выбросы, Y<sub>гC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub></b>	<b>0,01062892</b>	<b>г/с</b>	<b>0,33519358 м<sup>3</sup>/г</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>гH<sub>2</sub>S</sub></b>	<b>0,00000638</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00020124 м<sup>3</sup>/г</b>
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196</i>			

Источник № 6995-7020 Скважины на 2029г			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующего арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Количество	26		шт.
Время работы	8760,00		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
углекислый газ С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub> , с <sub>г</sub>	0,9994		доли/ед.
сероводород H <sub>2</sub> S, с <sub>г</sub>	0,0006		доли/ед.
Фланцы, шт; п <sub>г</sub>	156		шт.
ЗА, шт; п <sub>г</sub>	78		шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{nyj} \times n_i \times x_{nyi} \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n <sub>i</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x <sub>nyj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c <sub>гi</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,000288	кг/час	
утечки от ЗА, g <sub>nyj</sub>	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,02	доли/ед.	
доля утечки ЗА, x <sub>nyj</sub>	0,07	доли/ед.	
суммарная утечка от ФС, Y <sub>nyj</sub>	0,0002496	г/с	
суммарная утечка от ЗА, Y <sub>nyj</sub>	0,0100	г/с	
<b>валовые выбросы, Y<sub>гC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub></b>	<b>0,01023526</b>	<b>г/с</b>	<b>0,32277901 м<sup>3</sup>/г</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>гH<sub>2</sub>S</sub></b>	<b>0,00000614</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00019378 м<sup>3</sup>/г</b>
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196</i>			

Источник № 6995-7019 Скважины на 2030г			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Количество	25		шт.
Время работы	8760,00		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
углекислый газ С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub> , с/г	0,9994		доли/ед.
сероводород H <sub>2</sub> S, с/г	0,0006		доли/ед.
Фланцы, шт; п <sub>1</sub>	150		шт.
ЗРА, шт; п <sub>2</sub>	75		шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^l Y_{nyj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m \xi_{nyj} \times n_i \times \times H_{vi} \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n <sub>i</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x <sub>nyj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,02	доли/ед.	
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>	0,07	доли/ед.	
суммарная утечка от ФС, Y <sub>nyj</sub>	0,0002400	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y <sub>nyj</sub>	0,0096	г/с	
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyj</sub> C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></b>	<b>0,00984159</b>	<b>г/с</b>	<b>0,31036443 м<sup>3</sup>/з</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyj</sub> H<sub>2</sub>S</b>	<b>0,00000591</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00018633 м<sup>3</sup>/з</b>
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196</i>			
Источник № 7025-7051 Дренажная емкость на устье скважин на 2025-2028гг			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Местонахождение оборудования			
Количество	27		шт.
Время работы	8760,00		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,031710		
углекислый газ С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub> , с/г	0,9994		доли/ед.
сероводород H <sub>2</sub> S, с/г	0,0006		доли/ед.
Фланцы, шт; п <sub>1</sub>	162		шт.
ЗРА, шт; п <sub>2</sub>	81		шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^l Y_{nyj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m \xi_{nyj} \times n_i \times \times H_{vi} \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n <sub>i</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x <sub>nyj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,02	доли/ед.	
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>	0,07	доли/ед.	
суммарная утечка от ФС, Y <sub>nyj</sub>	0,0002592	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y <sub>nyj</sub>	0,0104	г/с	
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyj</sub> C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></b>	<b>0,01062892</b>	<b>г/с</b>	<b>0,33519358 м<sup>3</sup>/з</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyj</sub> H<sub>2</sub>S</b>	<b>0,00000638</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00020124 м<sup>3</sup>/з</b>
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196</i>			

Источник № 7025-7050 Дренажная емкость на устье скважин на 2029г			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующего арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Местонахождение оборудования			
Количество	26		шт.
Время работы	8760,00		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,031710		
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>s</sub> , с <sub>ji</sub>	0,9994		доли/ед.
сероводород H <sub>2</sub> S, с <sub>ji</sub>	0,0006		доли/ед.
Фланцы, шт; n <sub>j</sub>	156		шт.
ЗРА, шт; n <sub>j</sub>	78		шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^i Y_{nyj} = \sum_{j=1}^i \sum_{i=1}^m \xi H V_j \times n_i \times \alpha H V_i \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n <sub>j</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x <sub>nyj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,02	доли/ед.	
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>	0,07	доли/ед.	
суммарная утечка от ФС, Y <sub>nyj</sub>	0,0002496	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y <sub>nyj</sub>	0,0100	г/с	
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>s</sub></sub></b>	<b>0,01023526</b>	<b>г/с</b>	<b>0,32277901 м/з</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>ny H<sub>2</sub>S</sub></b>	<b>0,00000614</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00019378 м/з</b>
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196</i>			

Источник № 7025-7049 Дренажная емкость на устье скважин на 2030г			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующего арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Местонахождение оборудования			
Количество	25		шт.
Время работы	8760,00		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,031710		
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>s</sub> , с <sub>ji</sub>	0,9994		доли/ед.
сероводород H <sub>2</sub> S, с <sub>ji</sub>	0,0006		доли/ед.
Фланцы, шт; n <sub>j</sub>	150		шт.
ЗРА, шт; n <sub>j</sub>	75		шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^i Y_{nyj} = \sum_{j=1}^i \sum_{i=1}^m \xi H V_j \times n_i \times \alpha H V_i \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n <sub>j</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x <sub>nyj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,02	доли/ед.	
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>	0,07	доли/ед.	
суммарная утечка от ФС, Y <sub>nyj</sub>	0,0002400	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y <sub>nyj</sub>	0,0096	г/с	
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>s</sub></sub></b>	<b>0,00984159</b>	<b>г/с</b>	<b>0,31036443 м/з</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>ny H<sub>2</sub>S</sub></b>	<b>0,00000591</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00018633 м/з</b>
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196</i>			

Источник № 7058-7060 . Дренажная емкость на ГЗУ			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Местонахождение оборудования			
Количество	3		шт.
Время работы	8760,00		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,031710		
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с <sub>ji</sub>	0,9994		доли/ед.
сероводород H <sub>2</sub> S, с <sub>ji</sub>	0,0006		доли/ед.
Фланцы, шт; n <sub>j</sub>	12		шт.
ЗРА, шт; n <sub>j</sub>	6		шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{nyj} \times n_i \times x_{nyi} \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n <sub>j</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x <sub>nyj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,02	доли/ед.	
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>	0,07	доли/ед.	
суммарная утечка от ФС, Y <sub>nyj</sub>	0,0000192	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y <sub>nyj</sub>	0,0008	г/с	
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub></b>	<b>0,0007873</b>	<b>г/с</b>	<b>0,02482915</b> <b>мг/з</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyH<sub>2</sub>S</sub></b>	<b>0,0000005</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00001491</b> <b>мг/з</b>
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196</i>			

Источник №0137-001 печь ПТ 16/150		137-001		Наименование источника загрязнения атмосферы		ПТ 16/150	
№ ИЗА		№ ИВ		Наименование источника выброса		Дымовая труба	
Вид топлива - товарный газ м-я В.Макад. Печь марки ПТ16/150.М1 для подготовки нефти							
<b>Исходные данные:</b>							
Расход газа:		140,00 м <sup>3</sup> /час		1226400			
a		1 шт.					
h		8 м					
d		0,5 м					
T		800 °С					
r		0,71 кг/м <sup>3</sup>					
Время работы:		8760 ч/г					
Годовой расход газа, В:		870744 кг/г				870,7440 т/г	
Секундный расход топлива, В:		99,4 кг/ч				27,611 г/с	
При определении количества выбросов оксида серы в пересчете на SO <sub>2</sub> на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных							
массовая концентрация общей серы						0 г/м <sup>3</sup>	
массовая концентрация меркаптановой серы						0 г/м <sup>3</sup>	
массовая концентрация сероводорода						0,002548 г/м <sup>3</sup>	
содержания серы в топливе на рабочую массу принимается значение:							
общ. сера						0,0000000 %	
мерканти сера						0,0000000 %	
сероводород						0,00025887 %	
<b>Количество выбросов сернистого ангидрида, при сжигании в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:</b>							
P <sub>SO2</sub> = В*(2*С*г+1,88*(Н2S)*g*(1-b))*10-2,							
где: В-расход натурального топлива (т/г, г/с);							
b - массовая доля жидкого топлива							
		P <sub>SO2</sub>		0,00018629 г/с		0,00587475 мг/с	
<b>Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:</b>							
P <sub>CO</sub> = 1,5* В * 10-3,							
<b>Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:</b>							
P <sub>NOx</sub> = V*С*NOx, кг/час		P <sub>NOx</sub>		0,013635 кг/час			
		P <sub>NOx</sub>		0,00379 г/с		0,119440 т/год	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO <sub>2</sub> :							
CNOx=1,073*180*(Qф/Фр)*а0,5*(Vсг/Vг)*10-6				CNOx		1,06038E-05 кг/м <sup>3</sup>	
где:							
Отношение Vсг/Vг при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1;				Vсг/Vг=		0,85	
где - Qф=(29,4*Э*В)/η - фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),				Qф=		438,354 МДж/ч	
n - количество форсунок				n		10 шт	
Q <sub>ф</sub> - расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч, принимается по паспорту).						7117,9 МДж/ч	
В связи с установочными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)							
M <sub>NO2</sub> = 0,8 M <sub>NOx</sub> .		M <sub>NO2</sub> * P <sub>NOx</sub> =		0,00302994 г/с		0,09555228 мг/с	
M <sub>NO</sub> = (1-0,8)M <sub>NOx</sub> ----- = 0,13M <sub>NOx</sub> .		M <sub>NO</sub> * P <sub>NOx</sub> =		0,00049237 г/с		0,01552725 мг/с	
где: m <sub>NO</sub> и m <sub>NO2</sub> молекулярный вес NO и NO <sub>2</sub> , равный 30 и 46 соответственно;							
0,8 - коэффициент трансформации оксид азота в диоксид.							
<b>Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :</b>							
P <sub>CH4</sub> = 1,5* В * 10-3, кг/ч				P <sub>CH4</sub>		0,04141667 г/с	
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:							
V = 7,84*а*В*Э, где						1285,838 м <sup>3</sup> /ч	
В - расход топлива, кг/час						99,4 кг/час	
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах						1,1	
Э - энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)						1,5	
Объем газов на выходе из дымовой трубы:							
V = V <sub>г</sub> + (273 + t) / 273 * 3600						1,40 м <sup>3</sup> /с	
где В - расход топлива;						99,40 кг/ч	
t - температура уходящих газов;						800 °С	
Скорость газов на выходе из дымовых труб:							
W = V / F, где F = (π * d <sup>2</sup> ) / 4 - сечение дымовой трубы						7,153 м/с	
<i>Сборник методов по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов</i>							
Марка печи	Расход, м <sup>3</sup> /час	Время работы	Число форсунок	Q <sub>р</sub> , МДж/ч	Наименование ВВ	г/с	мг/с
ПТ-16/150М	140,000	8760	10	7117,56	Сернистый ангидрид	0,00018629	0,00587475
					Оксид углерода	0,04141667	1,30611600
					Диоксид азота	0,00302994	0,09555228
					Оксид азота	0,00049237	0,01552725
					Метан	0,04141667	1,30611600
					0,08654193	2,72918628	

Источник №0137-002 печь ПТ 16/150 на 2025г		137-002	Наименование источника загрязнения атмосферы	ПТ 16/150			
№ ИЗА	№ ИВ		Наименование источника выбросов	Дымовая труба			
Вид топлива - сырой газ. Печь марки ПТ16/150 №1 для подготовки нефти							
<b>Исходные данные:</b>							
Расход газа:		1,7 м <sup>3</sup> /час	15000				
	n	1 шт.					
	h	8 м					
	d	0,5 м					
	T	800 °С					
	r	0,71 кг/м <sup>3</sup>					
Время работы:		8760 ч/г					
Годовой расход газа, В:		10650 кг/г		10,6500 т/г			
Секундный расход топлива, В <sub>с</sub> :		1,2 кг/ч		0,338 т/с			
<b>Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:</b>							
$P_{CO} = 1,5 \cdot V \cdot 10^{-3}$ ,		ПСО	0,00050656 т/сек	0,01597500 м/год			
<b>Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:</b>							
$P_{NOx} = V \cdot C \cdot NO_x$ , кг/час		ПNOx	0,000002 кг/час				
		ПNOx	0,00000 т/с	0,000018 т/год			
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO <sub>2</sub> :							
$CNOx = 1,073 \cdot 180 \cdot (Q_{ф}/Q_p) \cdot a_{0,5} \cdot (V_{сг}/V) \cdot 10^{-6}$		CNOx	1,29694E-07 кг/м <sup>3</sup>				
где:							
Отношение $V_{сг}/V$ при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1:			$V_{сг}/V =$	0,85			
где - Q <sub>ф</sub> = (29,4 * Э * В) / η - фактическая средняя теплотворная способность одной форсунки (МДж/ч),		Q <sub>ф</sub> =	5,361472602	МДж/ч			
η - количество форсунок		n	10 шт	7117,9 МДж/ч			
Q <sub>ф</sub> - расчетная теплотворная способность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту),							
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)							
$M_{NO_2} = 0,8 \cdot M_{NOx}$ ,		$M_{NO_2} \cdot P_{NOx} =$	0,00000045 т/с	0,00001429 м/год			
$M_{NO} = (1 - 0,8) \cdot M_{NOx} = 0,13 \cdot M_{NOx}$ ,		$M_{NO} \cdot P_{NOx} =$	0,00000007 т/с	0,00000232 м/год			
где: $m_{NO}$ и $m_{NO_2}$ молекулярный вес NO и NO <sub>2</sub> , равный 30 и 46 соответственно;							
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.							
<b>Количество выбросов метана при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле:</b>							
$P_{CH_4} = 1,5 \cdot V \cdot 10^{-3}$ , кг/ч		ПCH <sub>4</sub>	0,00050656 т/с	0,01597500 м/год			
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:							
$V = 7,84 \cdot a \cdot B \cdot \Delta t$ , где				15,727 м <sup>3</sup> /ч			
B - расход топлива, кг/час				1,2 кг/час			
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах				1,1			
Δt - энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)				1,5			
Объем газов на выходе из дымовой трубы:							
$V = \frac{V_{г}}{273 + t}$ ,				0,02 м <sup>3</sup> /с			
273 + 3600							
где B - расход топлива;				1,22 кг/ч			
t - температура уходящих газов;				800 °С			
Скорость газов на выходе из дымовых труб:							
$W = V / F$ , где F = (π * d <sup>2</sup> ) / 4 - сечение дымовой трубы				0,087 м/с			
<i>Сборник методов по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов</i>							
Марка печи	Расход, м <sup>3</sup> /час	Время работы	Число форсунок	Q <sub>р</sub> , МДж/ч	Наименование ЗВ	т/с	м/с
					Оксид углерода	0,00050656	0,01597500
					Диоксид азота	0,00000045	0,00001429
					Оксид азота	0,00000007	0,00000232
					Метан	0,00050656	0,01597500
						0,00101365	0,03196662

Источник №0137-002 печь ПТ 16/150 на 2026г		137-002	Наименование источника загрязнения атмосферы	ПТ 16/150			
№ ИЗА	№ ИВ		Наименование источника выбросов	Дымовая труба			
Вид топлива - сырой газ. Печь марки ПТ16/150 №1 для подготовки нефти							
<b>Исходные данные:</b>							
Расход газа:		1,6 м <sup>3</sup> /час	14000				
	n	1 шт.					
	h	8 м					
	d	0,5 м					
	T	800 °С					
	r	0,71 кг/м <sup>3</sup>					
Время работы:		8760 ч/г					
Годовой расход газа, В:		9940 кг/г		9,9400 т/г			
Секундный расход топлива, В <sub>с</sub> :		1,1 кг/ч		0,315 т/с			
<b>Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:</b>							
$P_{CO} = 1,5 \cdot V \cdot 10^{-3}$ ,		ПСО	0,00047279 т/сек	0,01491000 м/год			
<b>Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:</b>							
$P_{NOx} = V \cdot C \cdot NO_x$ , кг/час		ПNOx	0,000002 кг/час				
		ПNOx	0,00000 т/с	0,000016 т/год			
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO <sub>2</sub> :							
$CNOx = 1,073 \cdot 180 \cdot (Q_{ф}/Q_p) \cdot a_{0,5} \cdot (V_{сг}/V) \cdot 10^{-6}$		CNOx	1,21048E-07 кг/м <sup>3</sup>				
где:							
Отношение $V_{сг}/V$ при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1:			$V_{сг}/V =$	0,85			
где - Q <sub>ф</sub> = (29,4 * Э * В) / η - фактическая средняя теплотворная способность одной форсунки (МДж/ч),		Q <sub>ф</sub> =	5,004041096	МДж/ч			
η - количество форсунок		n	10 шт	7117,9 МДж/ч			
Q <sub>ф</sub> - расчетная теплотворная способность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту),							
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)							
$M_{NO_2} = 0,8 \cdot M_{NOx}$ ,		$M_{NO_2} \cdot P_{NOx} =$	0,00000039 т/с	0,00001245 м/год			
$M_{NO} = (1 - 0,8) \cdot M_{NOx} = 0,13 \cdot M_{NOx}$ ,		$M_{NO} \cdot P_{NOx} =$	0,00000006 т/с	0,00000202 м/год			
где: $m_{NO}$ и $m_{NO_2}$ молекулярный вес NO и NO <sub>2</sub> , равный 30 и 46 соответственно;							
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.							
<b>Количество выбросов метана при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле:</b>							
$P_{CH_4} = 1,5 \cdot V \cdot 10^{-3}$ , кг/ч		ПCH <sub>4</sub>	0,00047279 т/с	0,01491000 м/год			
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:							
$V = 7,84 \cdot a \cdot B \cdot \Delta t$ , где				14,679 м <sup>3</sup> /ч			
B - расход топлива, кг/час				1,1 кг/час			
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах				1,1			
Δt - энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)				1,5			
Объем газов на выходе из дымовой трубы:							
$V = \frac{V_{г}}{273 + t}$ ,				0,02 м <sup>3</sup> /с			
273 + 3600							
где B - расход топлива;				1,13 кг/ч			
t - температура уходящих газов;				800 °С			
Скорость газов на выходе из дымовых труб:							
$W = V / F$ , где F = (π * d <sup>2</sup> ) / 4 - сечение дымовой трубы				0,082 м/с			
<i>Сборник методов по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов</i>							
Марка печи	Расход, м <sup>3</sup> /час	Время работы	Число форсунок	Q <sub>р</sub> , МДж/ч	Наименование ЗВ	т/с	м/с
					Оксид углерода	0,00047279	0,01491000
					Диоксид азота	0,00000039	0,00001245
					Оксид азота	0,00000006	0,00000202
					Метан	0,00047279	0,01491000
						0,00094605	0,02983448

Источник №0137-002 печь ПТ 16/150 на 2027г		137-002		Наименование источника загрязнения атмосферы		ПТ 16/150	
№ ИЗА				Наименование источника выброса		Дымовая труба	
№ ИВ							
Вид топлива - сырой газ. Печь марки ПТ16/150 №1 для подготовки нефти							
<b>Исходные данные:</b>							
Расход газа:		1,5 м³/час		13000			
	n	1 шт.					
	h	8 м					
	d	0,5 м					
	T	800 °C					
	r	0,71 кг/м³					
Время работы:		8760 ч/г					
Годовой расход газа, В:		9230 кг/г				9,230 т/г	
Секундный расход топлива, В:		1,1 кг/ч				0,293 г/с	
<b>Количество оксидов азота, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:</b>							
$P_{NO} = 1,5 \cdot V \cdot 10^{-3}$							
<b>Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:</b>							
$P_{NOx} = V \cdot r \cdot C_{NOx}, \text{ кг/час}$							
		PN <sub>ox</sub>	0,00002 кг/час				
		PN <sub>ox</sub>	0,00000 г/с			0,000013 т/год	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO <sub>2</sub> :							
$CNOx = 1,073 \cdot 180 \cdot (Q_{ф}/Q_{р}) \cdot a_{0,5} \cdot (V_{гр}/V_{в}) \cdot 10^{-6}$							
где:							
Отношение $V_{гр}/V_{в}$ при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1:						$V_{гр}/V_{в} =$	0,85
где - Q <sub>ф</sub> =(29,4 <sup>α</sup> ·V)/η - фактическая средняя теплотворная способность одной форсунки (МДж/ч),							
η - количество форсунок							
Q <sub>р</sub> - расчетная теплотворная способность одной форсунки (МДж/ч, принимается по паспорту),							
В связи с установленными разделами ПДК для оксидов азота и диоксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяются на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)							
$M_{NO2} = 0,8 M_{NOx}$							
		M <sub>NO2</sub> * P <sub>NOx</sub> =				0,00000034 г/с	0,00001074 т/год
$M_{NO} = (1-0,8)M_{NOx} = 0,13M_{NOx}$							
		M <sub>NO</sub> * P <sub>NOx</sub> =				0,00000006 г/с	0,00000174 т/год
где m <sub>NO</sub> и m <sub>NO2</sub> молекулярный вес NO и NO <sub>2</sub> , равный 30 и 46 соответственно;							
0,8 - коэффициент трансформации оксидов азота в диоксид.							
<b>Количество выбросов метана при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле:</b>							
$P_{CH4} = 1,5 \cdot V \cdot 10^{-3}, \text{ кг/ч}$							
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:							
$V_{г} = 7,84 \cdot a \cdot V \cdot \alpha$ , где							
V - расход топлива, кг/час							13,630 м³/ч
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах							1,1 кг/час
α - энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)							1,1
Объем газов на выходе из дымовой трубы:							1,5
$V = V_{г} \cdot (273 + t) / 273 \cdot 3600$							0,01 м³/с
где V - расход топлива;							
t - температура уходящих газов;							1,05 кг/ч
Скорость газов на выходе из дымовых труб:							800 °C
$W = V / F$ , где F = (π * d²) / 4 - сечение дымовой трубы							0,076 м/с
<i>Сборник методов по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов</i>							
Марка печи	Расход, м³/час	Время работы	Число форсунок	Q <sub>р</sub> , МДж/ч	Наименование ЗВ	г/с	т/с
					Оксид азота	0,00043902	0,01384500
					Диоксид азота	0,00000034	0,00001074
					Оксид азота	0,00000006	0,00000174
					Метан	0,00043902	0,01384500

Источник №0137-002 печь ПТ 16/150 на 2029г		137-002		Наименование источника загрязнения атмосферы		ПТ 16/150	
№ ИЗА				Наименование источника выброса		Дымовая труба	
№ ИВ							
Вид топлива - сырой газ. Печь марки ПТ16/150 №1 для подготовки нефти							
<b>Исходные данные:</b>							
Расход газа:		1,3 м³/час		11000			
	n	1 шт.					
	h	8 м					
	d	0,5 м					
	T	800 °C					
	r	0,71 кг/м³					
Время работы:		8760 ч/г					
Годовой расход газа, В:		7810 кг/г				7,810 т/г	
Секундный расход топлива, В:		0,9 кг/ч				0,248 г/с	
<b>Количество оксидов азота, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:</b>							
$P_{NO} = 1,5 \cdot V \cdot 10^{-3}$							
<b>Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:</b>							
$P_{NOx} = V \cdot r \cdot C_{NOx}, \text{ кг/час}$							
		PN <sub>ox</sub>	0,00001 кг/час				
		PN <sub>ox</sub>	0,00000 г/с			0,000010 т/год	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO <sub>2</sub> :							
$CNOx = 1,073 \cdot 180 \cdot (Q_{ф}/Q_{р}) \cdot a_{0,5} \cdot (V_{гр}/V_{в}) \cdot 10^{-6}$							
где:							
Отношение $V_{гр}/V_{в}$ при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1:						$V_{гр}/V_{в} =$	0,85
где - Q <sub>ф</sub> =(29,4 <sup>α</sup> ·V)/η - фактическая средняя теплотворная способность одной форсунки (МДж/ч),							
η - количество форсунок							
Q <sub>р</sub> - расчетная теплотворная способность одной форсунки (МДж/ч, принимается по паспорту),							
В связи с установленными разделами ПДК для оксидов азота и диоксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяются на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)							
$M_{NO2} = 0,8 M_{NOx}$							
		M <sub>NO2</sub> * P <sub>NOx</sub> =				0,00000024 г/с	0,00000769 т/год
$M_{NO} = (1-0,8)M_{NOx} = 0,13M_{NOx}$							
		M <sub>NO</sub> * P <sub>NOx</sub> =				0,00000004 г/с	0,00000125 т/год
где m <sub>NO</sub> и m <sub>NO2</sub> молекулярный вес NO и NO <sub>2</sub> , равный 30 и 46 соответственно;							
0,8 - коэффициент трансформации оксидов азота в диоксид.							
<b>Количество выбросов метана при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле:</b>							
$P_{CH4} = 1,5 \cdot V \cdot 10^{-3}, \text{ кг/ч}$							
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:							
$V_{г} = 7,84 \cdot a \cdot V \cdot \alpha$ , где							
V - расход топлива, кг/час							11,533 м³/ч
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах							0,9 кг/час
α - энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)							1,1
Объем газов на выходе из дымовой трубы:							1,5
$V = V_{г} \cdot (273 + t) / 273 \cdot 3600$							0,01 м³/с
где V - расход топлива;							
t - температура уходящих газов;							0,89 кг/ч
Скорость газов на выходе из дымовых труб:							800 °C
$W = V / F$ , где F = (π * d²) / 4 - сечение дымовой трубы							0,064 м/с
<i>Сборник методов по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов</i>							
Марка печи	Расход, м³/час	Время работы	Число форсунок	Q <sub>р</sub> , МДж/ч	Наименование ЗВ	г/с	т/с
					Оксид азота	0,00037148	0,01171500
					Диоксид азота	0,00000024	0,00000769
					Оксид азота	0,00000004	0,00000125
					Метан	0,00037148	0,01171500

Источник №0137-002 печь ПТ 16/150 на 2030г		137-002		Наименование источника загрязнения атмосферы		ПТ 16/150	
№ ИЗА		№ ИВ		Наименование источника выделения		Дымовая труба	
Вид топлива - сырой газ. Печь марки ПТ16/150 №1 для подготовки нефти							
<b>Исходные данные:</b>							
Расход газа:		1,3 м <sup>3</sup> /час		11000			
n		1 шт.					
h		8 м					
d		0,5 м					
T		800 °С					
r		0,71 кг/м <sup>3</sup>					
Время работы:		8760 ч/г					
Годовой расход газа, В:		7810 кг/г				7.8100 т/г	
Секундный расход топлива, В <sub>с</sub> :		0,9 кг/ч				0,248 г/с	
<b>Количество оксидов азота, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:</b>							
P <sub>NOx</sub> = 1,5 <sup>n</sup> * В * 10 <sup>-3</sup> ,		P <sub>CO</sub>		0,00037148 г/сек		0,01171500 т/год	
<b>Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:</b>							
P <sub>NOx</sub> = V * C * NO <sub>x</sub> , кг/час		PNO <sub>x</sub>		0,000001 кг/час			
		PNO <sub>x</sub>		0,00000 г/с		0,000010 т/год	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO <sub>2</sub> :							
CNO <sub>2</sub> = 1,073 * 180 <sup>n</sup> (Q <sub>ф</sub> /Q <sub>р</sub> ) * α * 0,5 * (V <sub>сг</sub> /V <sub>г</sub> ) * 10 <sup>-6</sup>		CNO <sub>x</sub>		9,51089E-08 кг/м <sup>3</sup>			
где:							
Отношение V <sub>сг</sub> /V <sub>г</sub> при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1:				V <sub>сг</sub> /V <sub>г</sub> =		0,85	
где - Q <sub>ф</sub> = (29,4 * Э * В) / η - фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),		Q <sub>ф</sub> =		3,931746575		МДж/ч	
n - количество форсунок		n		10 шт		7117,9 МДж/ч	
Q <sub>р</sub> - расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч, принимается по паспорту).							
В суммируемых разделах ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)							
M <sub>NO2</sub> = 0,8 M <sub>NOx</sub> ,		M <sub>NO</sub> * P <sub>NOx</sub> =		0,00000024 г/с		0,00000769 т/год	
M <sub>NO</sub> = (1-0,8)M <sub>NOx</sub> = 0,13M <sub>NOx</sub> ,		M <sub>NO2</sub> * P <sub>NOx</sub> =		0,00000004 г/с		0,00000125 т/год	
где m <sub>NO</sub> и m <sub>NO2</sub> молекулярный вес NO и NO <sub>2</sub> , равный 30 и 46 соответственно;							
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.							
<b>Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле:</b>							
P <sub>CH4</sub> = 1,5 <sup>n</sup> * В * 10 <sup>-3</sup> , кг/ч		P <sub>CH4</sub>		0,00037148 г/с		0,01171500 т/год	
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:							
V <sub>г</sub> = 7,84 * α * В * Э, где						11,533 м <sup>3</sup> /ч	
В - расход топлива, кг/час						0,9 кг/час	
α - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах						1,1	
Э - энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)						1,5	
Объем газов на выходе из дымовой трубы:							
V = (V <sub>г</sub> * (273 + t)) / 273 * 3600						0,01 м <sup>3</sup> /с	
где В - расход топлива;						0,89 кг/ч	
t - температура уходящих газов;						800 °С	
Скорость газов на выходе из дымовых труб:							
W = V / F, где F = (π * d <sup>2</sup> ) / 4 - сечение дымовой трубы						0,064 м/с	
<i>Сборник методов по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов</i>							
Марка печи	Расход, м <sup>3</sup> /час	Время работы	Число форсунок	Q <sub>р</sub> , МДж/ч	Наименование ЗВ	г/с	т/г
					Оксид азота	0,00037148	0,01171500
					Диоксид азота	0,00000024	0,00000769
					Оксид азота	0,00000004	0,00000125
					Метан	0,00037148	0,01171500

Источники №0138-0139 печь ПТ 16/150	№ ИЗА	0138-0139	Наименование источника загрязнения атмосферы	ПТ 16/150			
№ ИВ	№ ИВ	Наименование источника выброса	Дымовая труба				
Вид топлива - товарный газ м-я В.Макад. Печь марки ПТ16/150.М2 для подогрева нефти при повторной деэмульсации							
<b>Исходные данные:</b>							
Расход газа:		140,000 м <sup>3</sup> /час	1226400				
a		2 (1 резерв) шт.					
h		8 м					
d		0,5 м					
T		800 °С					
r		0,71 кг/м <sup>3</sup>					
Время работы:		8760 ч/г					
Годовой расход газа, В:		870744 кг/г		870,7440 т/г			
Секундный расход топлива, В <sub>с</sub> :		99,4 кг/ч		27,611 г/с			
При определении количества выбросов оксида серы в пересчете на SO <sub>2</sub> на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных							
массовая концентрация общей серы				0 г/м <sup>3</sup>			
массовая концентрация меркаптановой серы				0 г/м <sup>3</sup>			
массовая концентрация сероводорода				0,002548 г/м <sup>3</sup>			
содержания серы в топливе на рабочую массу принимается значение:							
			общ. сера	0,0000000 %			
			мерканти сера	0,0000000 %			
			сероводород	0,00025887 %			
<b>Количество выбросов сернистого ангидрида, при сжигании в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:</b>							
$P_{SO_2} = B \cdot [2 \cdot S^* + 1,88 \cdot (H_2S)^* \cdot (1-b)] \cdot 10^{-2}$							
где: В-расход натурального топлива (т/г, г/с);							
b - массовая доля жидкого топлива							
				0 ;			
				;			
		$P_{SO_2}$	0,00018629 т/с	0,00587475 м/с			
<b>Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:</b>							
$P_{CO} = 1,5 \cdot B \cdot 10^{-3}$							
			$P_{CO}$	0,04141667 т/сек			
<b>Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:</b>							
$P_{NOx} = V \cdot C \cdot NO_x$ , кг/час							
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO <sub>2</sub> :							
$CNOx = 1,073 \cdot 180 \cdot (Q_{ф}/Q_p) \cdot a_0,5 \cdot (V_{ст}/V) \cdot 10^{-6}$							
где:							
CNOx							
1,06038E-05 кг/м <sup>3</sup>							
Отношение V <sub>ст</sub> /V при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1:							
где: - Q <sub>ф</sub> =(29,4*Э*В)/η - фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),							
V <sub>ст</sub> /V=							
0,85							
η - количество форсунок							
Q <sub>ф</sub> - расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч, принимается по паспорту).							
В связи с установочными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)							
$M_{NO_2} = 0,8 M_{NOx}$							
		$M_{NO_2} \cdot P_{NOx} =$	0,00302994 т/с	0,09555228 м/с			
$M_{NO} = (1-0,8)M_{NOx} = 0,13M_{NOx}$		$M_{NO} \cdot P_{NOx} =$	0,00049237 т/с	0,01552725 м/с			
где: m <sub>NO</sub> и m <sub>NO2</sub> молекулярный вес NO и NO <sub>2</sub> , равный 30 и 46 соответственно;							
0,8 - коэффициент трансформации оксид азота в диоксид.							
<b>Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле:</b>							
$P_{CH_4} = 1,5 \cdot B \cdot 10^{-3}$ , кг/ч							
			$P_{CH_4}$	0,04141667 т/с			
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:							
$V = 7,84 \cdot a \cdot B^* \cdot E$ , где							
В - расход топлива, кг/час							
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах							
E - энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)							
Объем газов на выходе из дымовой трубы:							
$V = \frac{V_0 \cdot (273 + t)}{273 \cdot 3600}$							
где В - расход топлива;							
t - температура уходящих газов;							
Скорость газов на выходе из дымовых труб:							
$W = V / F$ , где F = (π * d <sup>2</sup> ) / 4 - сечение дымовой трубы							
				7,153 м/с			
<small>Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов</small>							
Марка печи	Расход, м <sup>3</sup> /час	Время работы	Число форсунок	Ср, МДж/ч	Наименование ЗВ	г/с	т/с
ПТ-16/150М	140,000	8760	10	7117,56	Сернистый ангидрид	0,00018629	0,00587475
					Оксид углерода	0,04141667	1,30611600
					Диоксид азота	0,00302994	0,09555228
					Оксид азота	0,00049237	0,01552725
					Метан	0,04141667	1,30611600
					0,08654193	2,72918628	

<b>Источник № 0140.0271 Котельная.</b>			
Марка - байтэк-Sc24 для отопления лабораторий, вид топлива - товарный газ месторождения В.Макаг (1 рабочий, 1 резервный)			
Общий расход		12000,00 м <sup>3</sup> /год	
	n	2 (1 резерв)	шт.
	h	8 м	
	d	0,1 м	
	T	100 C	
	r	0,71 кг/м <sup>3</sup>	
Общее время работы		4368 ч/г	
Расход газа на печи: В		2,7 м <sup>3</sup> /ч	
Годовой расход газа: В		8519,997683 кг/г	8,519998 т/г
Секундный расход топлива: В		1,9505489 кг/час	0,541819 т/с
При определении количества выбросов оксидов серы в пересчете на SO <sub>2</sub> на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных			
массовая концентрация общей серы			0 г/м <sup>3</sup>
массовая концентрация меркаптановой серы			0 г/м <sup>3</sup>
массовая концентрация сероводорода			0,002548 г/м <sup>3</sup>
содержания серы в топливе на рабочую массу принимается значение:			
		общ. сера	0,0000000 %
		меркап. сера	0,00000 %
		сероводород	0,00036 %
$P_{SO_2} = 0,02 \cdot B \cdot S \cdot (1 - h'_{SO_2}) \cdot (1 - h'_{SO_2})$			
общ. сера	$P_{SO_2}$	0,00000 т/с	0,00000 т/г
меркап. сера	$P_{SO_2}$	0,00000 т/с	0,00000 т/г
$P_{SO_2} = 1,88 \cdot 10^{-2} \cdot H_2S \cdot V$	$P_{SO_2}$	0,00003 т/с	0,00006 т/г
<b>Максимально-разовый и пиковый выброс (SO<sub>2</sub>) состав:</b>		<b>0,00002595 т/сек</b>	<b>0,00005748 т/год</b>
Количество оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами котлов определяется по следующей формуле:			
$P_{CO} = 0,001 \cdot Q_{CO} \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - q_1 / 100)$		<b>0,00584623 т/с</b>	<b>0,09193077 т/г</b>
$C_{CO} = q_1 \cdot R \cdot Q_{CO}^0$			10,7900 кг/г
$Q_{CO}^0 = Q_1 - Q_2 - Q_3$			43,16 МДж/кг
$Q_1$ - теплота сгорания натурального топлива, $Q_1^0 =$			0,5 %
$q_1$ - потери теплота вследствие хим-ой неполноты сгор-я топлива (табл.2.2), $q_1 =$			0,5
R - для газа, R =		0,0016369 т/с	0,0257406 т/г
$P_{NO_x} = 0,001 \cdot B \cdot Q_{CO}^0 \cdot K_{NO_x} \cdot (1 - b)$			
$K_{NO_x}$ - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на ПДж тепла (кг/Дж), для печи принимается равным			0,07
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС, РД 34.02.305-98; формула (12),(13).			
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)			
$M_{NO_2} = 0,8 M_{NO_x}$		$M_{NO_2} \cdot P_{NO_x} =$	<b>0,00130956 т/с</b>
	$m_{NO}$		<b>0,02059249 т/г</b>
$M_{NO} = (1 - 0,8) M_{NO_x} = 0,2 M_{NO_x}$		$M_{NO} \cdot P_{NO_x} =$	<b>0,00021280 т/с</b>
	$m_{NO_2}$		<b>0,00334628 т/г</b>
где $m_{NO}$ и $m_{NO_2}$ молекулярный вес NO и NO <sub>2</sub> , равный 30 и 46 соответственно;			
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.			
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:			
$V = V \cdot (a - 1) \cdot V_1$ , где			12,412 м <sup>3</sup> /кг
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для природного газа			11,35 м <sup>3</sup> /кг
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах			1,1
V <sub>1</sub> - теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для газа:			10,62 м <sup>3</sup> /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:			
$V = \frac{B \cdot V_1 \cdot (273 + t)}{273 \cdot 3600}$			0,0091885 м <sup>3</sup> /с
где B - расход топлива, кг/ч			
t - температура уходящих газов.			
Скорость газов на выходе из дымовых труб:			
$W = V/F$ , где F = (πd <sup>2</sup> )/4 - сечение дымовой трубы			1,1705 м/с
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствыми. Алматы, 1996.			

код вещества	наименование вредных веществ	Выбросы вещества	
		т/с	т/г
	диоксид серы	0,00002595	0,00005748
	оксид углерода	0,00584623	0,09193077
	диоксид азота	0,00130956	0,02059249
	оксид азота	0,00021280	0,00334628

<b>Источник № 0141.0143 Резервуар РВС на 2025г</b>									
Местонахождение - С.Жолдыбай									
Количество резервуара (РВС) - 3 ед.									
Объем резервуаров -1000 м <sup>3</sup>									
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара									
Количество РВС		Vp	3000 м <sup>3</sup>						
Время хранения нефти		n	3 шт.						
Кол-во жидкости, закачиваемое в резервуар в течение года		q	8760,00 м <sup>3</sup> /г						
Плотность нефти равна		B	16 000 т/г						
Температура начала кипения смеси		ρ <sub>ж</sub>	0,8874 т/м <sup>3</sup>						
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закипавшей жидкости, близкой к температуре воздуха.		T <sub>кип</sub>	100 °С						
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (q * V)			(5.1.8) 6,010						
Валовые выбросы паров (газов) нефти и бензинов рассчитывается по формулам:									
максимальные выбросы									
$M = \frac{0,163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_B \times V_4^{max}}{10^4}$			0,106026533 т/с (5.2.1)						
годовые выбросы									
$G = \frac{0,294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_B + K_t^{min}) \times K_p^{cp} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$			2,450124087 т/г (5.2.2)						
где:									
$K_t^{max}, K_t^{min}$ - опытные коэффициенты (приложение 7);		$K_p^{max} = 0,26$	$K_B^{max} = 0,56$						
$K_p^{cp}, K_B^{min}$ - опытные коэффициенты (приложение 8);		$K_p^{cp} = 0,58$	$K_B^{min} = 0,83$						
P38 - давление насыщенных паров нефти и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик... (П.4.1));			67,024						
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);			58						
$V_4^{max}$ - максимальный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВС во время его закипания, м <sup>3</sup> /час;			3,6000						
$K_t$ - опытный коэффициент (приложение 9);			1,0						
$K_{об}$ - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);			2,5						
ρ <sub>ж</sub> - плотность жидкости, т/м <sup>3</sup> ;			0,8874						
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;			16000						
Максимально-разовый выброс: M = G / M / 100, т/с		(5.2.4)							
Среднегодовые выбросы: G = G / 360, т/г		(5.2.5)							
(С, мас %) - согласно состава нефти.									
Идентификация состава выбросов									
определяемый параметр	Углеводороды								
	Всего	предельные C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	непредельные (по амленам)	ароматические	серов-ол			
С, мас %	99,26	72,26	26,8						
Сухая нефть				0,68	0,35	0,22	0,11	этил-ол	0,06
М, т/с		0,0786	0,0284		0,0007	0,00023	0,00012		0,00006
С, т/г		1,7705	0,6566		0,00858	0,00539	0,00270		0,00147
РД 111.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Алматы, 2004.									
Выбросы вредных веществ от РВС									
Состав нефти		C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	бензол	толуол	ксилол	серов-ол		
т/с		0,08430	0,03126	0,00041	0,00026	0,00013	0,00013		
т/г		2,01268	0,74647	0,00975	0,00613	0,00306	0,00348		

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Количество			3 шт.
Время работы			8760,00 ч/г
Коэффициент использование оборуд.			0,0317098
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с/г			0,7226 доли/ед.
углеводород C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> , с/г			0,268 доли/ед.
бензол, с/г			0,0035 доли/ед.
толуол, с/г			0,0022 доли/ед.
кислород, с/г			0,0011 доли/ед.
сероводород, с/г			0,006 доли/ед.
Фланцы, шт, n <sub>j</sub>			16 шт.
ЗРА, шт, n <sub>j</sub>			8 шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{nyij} \times n_i \times x_{nyi} \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyij</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);			
n <sub>i</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнении);			
x <sub>nyi</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>	3,61		мг/с
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,05		
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>	0,365		
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>	7,68066		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub>	2,84863		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>6</sub>H<sub>6</sub></sub>	0,03720		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>7</sub>H<sub>8</sub></sub>	0,02338		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>8</sub>H<sub>10</sub></sub>	0,01169		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyH<sub>2</sub>S</sub>	0,06378		мг/с
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>	0,007681	г/с	0,24222 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub>	0,002849	г/с	0,08983 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>6</sub>H<sub>6</sub></sub>	0,0000372	г/с	0,00117 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>7</sub>H<sub>8</sub></sub>	0,0000234	г/с	0,00074 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>8</sub>H<sub>10</sub></sub>	0,0000117	г/с	0,00037 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyH<sub>2</sub>S</sub>	0,0000638	г/с	0,00201 т/г

<b>Источники № 0141-0143 Резервуары РВС на 2026г</b>								
Местонахождение - С.Жолдыбай								
Количество резервуаров (РВС) - 3 ед.								
Объем резервуаров - 1000 м <sup>3</sup>								
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дымовых клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.								
Общий объем резервуара								
Количество РВС	n	3 шт.						
Время хранения нефти	t	8760,00 ч/г						
Коли во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. год	B	14 600 т/г						
Плотность нефти равна	ρ <sub>н</sub>	0,8874 т/м <sup>3</sup>						
Температура начала кипения смеси	T <sub>кип</sub>	100 °С.						
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закипавшей жидкости, близкой к температуре воздуха;								
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (г * V)								
Валовые выбросы паров (газов) нефти и бензинов рассчитывается по формулам:								
максимальные выбросы								
$M = \frac{0,163 \times P_{30} \times m \times K_1^{max} \times K_2^{max} \times K_3 \times K_4 \times V_n^{max}}{10^4}$ , т/г (5.2.1) 0,10602653 т/г								
годовые выбросы								
$G = \frac{0,294 \times P_{30} \times m \times (K_1^{max} \times K_2^{max} \times K_3 + K_1^{min}) \times K_4^{sp} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_n}$ , т/г (5.2.2) 2,235738230 т/г								
где:								
K <sub>1</sub> <sup>max</sup> , K <sub>2</sub> <sup>max</sup> - опытные коэффициенты (приложение 7);	K <sub>1</sub> <sup>min</sup> = 0,26	K <sub>2</sub> <sup>min</sup> = 0,56						
K <sub>3</sub> <sup>sp</sup> , K <sub>4</sub> <sup>sp</sup> - опытные коэффициенты (приложение 8);	K <sub>3</sub> <sup>sp</sup> = 0,58	K <sub>4</sub> <sup>sp</sup> = 0,83						
P <sub>30</sub> - давление насыщенных паров нефти и бензинов при температуре 38°С (Сборник методов... ПЛ4.1);		67,024						
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);		58						
V <sub>n</sub> <sup>max</sup> - максимальный объем паровой смеси, вытесняемой из РВС во время его закипания, м <sup>3</sup> /час;		3,60000						
K <sub>3</sub> - опытный коэффициент (приложение 9);		1,0						
K <sub>4</sub> - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);		2,5						
г <sub>ж</sub> - плотность жидкости, т/м <sup>3</sup> ;		0,8874						
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;		14600						
Максимально-разовый выброс: M = Cl * M / 100, т/с (5.2.4)								
Среднегодовые выбросы: G = Cl * G / 100, т/г (5.2.5)								
(Cl мас %) - согласно состава нефти.								
<b>Идентификация состава выбросов</b>								
Определяемый параметр	Углеводороды							
	Всего	предельные		непредельные (по замкнутым)	Всего	ароматические		серов-од
C <sub>1</sub> мас %	99,26	C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>		бензол	толуол	ксилол	этил-ол
Сырая нефть		72,26	26,8	0,68	0,35	0,22	0,11	
M <sub>г</sub> , т/с		0,0766	0,0284		0,00037	0,00023	0,00012	0,00006
G <sub>г</sub> , т/г		1,6155	0,5992		0,00783	0,00492	0,00246	0,00134
РВС 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.								
<b>Выбросы вредных веществ от РВС.</b>								
<b>Состав нефти</b>								
т/с		C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	бензол	толуол	ксилол	серов-од	
т/г		0,08430	0,03126	0,00041	0,00026	0,00013	0,00013	
		1,85776	0,68901	0,00060	0,00366	0,00203	0,00133	

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Количество			3 шт.
Время работы			8760,00 ч/г
Коэффициент использование оборуд.			0,0317098
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с/г			0,7226 доли/ед.
углеводород C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> , с/г			0,268 доли/ед.
бензол, с/г			0,0035 доли/ед.
толуол, с/г			0,0022 доли/ед.
ксилон, с/г			0,0011 доли/ед.
сероводород, с/г			0,006 доли/ед.
Фланцы, шт; n <sub>1</sub>			16 шт.
ЗРА, шт; n <sub>2</sub>			8 шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^l Y_{nyj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{nyij} \times n_i \times x_{nyi} \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyij</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);			
n <sub>i</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнении);			
x <sub>nyi</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>	3,61		мг/с
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,05		
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>	0,365		
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>	7,68066		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub>	2,84863		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>6</sub>H<sub>6</sub></sub>	0,03720		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>7</sub>H<sub>8</sub></sub>	0,02338		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>8</sub>H<sub>10</sub></sub>	0,01169		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyH<sub>2</sub>S</sub>	0,06378		мг/с
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>	0,007681	г/с	0,24222 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub>	0,002849	г/с	0,08983 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>6</sub>H<sub>6</sub></sub>	0,0000372	г/с	0,00117 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>7</sub>H<sub>8</sub></sub>	0,0000234	г/с	0,00074 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>8</sub>H<sub>10</sub></sub>	0,0000117	г/с	0,00037 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyH<sub>2</sub>S</sub>	0,0000638	г/с	0,00201 т/г

<b>Источники № 0141-0143 Резервуары РВС на 2027:</b>										
Местонахождение - С.Жолдыбай										
Количество резервуара (РВС) - 3 ед.										
Объем резервуаров -1000 м <sup>3</sup>										
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дачных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.										
Общий объем резервуара										
Количество РВС		Ур	3000 м <sup>3</sup>							
Время хранения нефти		n	3 шт.							
Кол-во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года		t	8760,00 ч/г							
Плотность нефти равна		B	14 100 т/г							
Температура начала кипения смеси		τ <sub>к</sub>	0,8874 т/м <sup>3</sup>							
Категория вещества, А - нефть из маневрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закипавшей жидкости, близкой к температуре воздуха.		T <sub>кип</sub>	100 °С							
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (τ <sub>к</sub> * V)	(5.1.8)		5,296							
Валовые выбросы паров (газов) нефти и бензинов рассчитывается по формулам: максимальные выбросы										
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_1^{max} \times K_2^{max} \times K_B \times V^{max}}{10^4}$	(5.2.1)		0,106026533 т/с							
годовые выбросы										
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_1^{max} \times K_B + K_1^{min}) \times K_2^{min} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$	(5.2.2)		2,159171852 т/г							
где:										
K <sub>1</sub> <sup>max</sup> , K <sub>2</sub> <sup>max</sup> - опытные коэффициенты (приложение 7);		K <sub>1</sub> <sup>min</sup> = 0,26	K <sub>2</sub> <sup>min</sup> = 0,56							
K <sub>3</sub> <sup>max</sup> , K <sub>4</sub> <sup>max</sup> - опытные коэффициенты (приложение 8);		K <sub>3</sub> <sup>min</sup> = 0,58	K <sub>4</sub> <sup>min</sup> = 0,83							
P <sub>38</sub> - давление насыщенных паров нефти и бензинов при температуре 38°С (Сборник методов. (П.4.1));			67,024							
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);			58							
V <sub>max</sub> - максимальный объем паровой смеси, вытесняемой из РВС во время его закипания, м <sup>3</sup> /час;			3,60000							
K <sub>B</sub> - опытный коэффициент (приложение 9);			1,0							
K <sub>об</sub> - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);			2,5							
ρ <sub>ж</sub> - плотность жидкости, т/м <sup>3</sup> ;			0,8874							
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, ч/год;			14100							
Максимально-разовый выброс: M = C1 * M / 100, т/с	(5.2.4)									
Среднегодовые выбросы: G = C1 * G / 100, т/г	(5.2.5)									
(C1 мас %) - согласно состава нефти.										
<b>Идентификация состава выбросов</b>										
Определенный параметр	Углеводороды									
	Всего	пределаемые C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	непределаемые (по амиленам)	ароматические	серво-ол				
Ст мас %	99,26	72,26	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11		0,06
Старая нефть										
M <sub>1</sub> т/с		0,0766	0,0284			0,00037	0,00023	0,00012		0,00006
G <sub>1</sub> т/г		1,5602	0,5787			0,000756	0,000475	0,000238		0,00130
<small>РРП 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.</small>										
<b>Выбросы вредных веществ от РВС:</b>										
Состав нефти		C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	бензол	толуол	ксилол	серво-ол			
т/с		0,08430	0,03126	0,00041	0,00026	0,00013	0,00013			
т/г		1,80243	0,66849	0,00873	0,00549	0,00274	0,00331			

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Количество			3 шт.
Время работы			8760,00 ч/г
Коэффициент использование оборуд.			0,0317098
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с/г			0,7226 доли/ед.
углеводород C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> , с/г			0,268 доли/ед.
бензол, с/г			0,0035 доли/ед.
толуол, с/г			0,0022 доли/ед.
ксидол, с/г			0,0011 доли/ед.
сероводород, с/г			0,006 доли/ед.
Фланцы, шт, n <sub>1</sub>			16 шт.
ЗРА, шт, n <sub>2</sub>			8 шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{nyij} \times n_i \times x_{nyi} \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyij</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);			
n <sub>i</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнении);			
x <sub>nyi</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>	3,61		мг/с
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,05		
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>	0,365		
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>	7,68066		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub>	2,84863		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>6</sub>H<sub>6</sub></sub>	0,03720		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>7</sub>H<sub>8</sub></sub>	0,02338		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>8</sub>H<sub>10</sub></sub>	0,01169		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyH<sub>2</sub>S</sub>	0,06378		мг/с
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>	0,007681	г/с	0,24222 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub>	0,002849	г/с	0,08983 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>6</sub>H<sub>6</sub></sub>	0,0000372	г/с	0,00117 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>7</sub>H<sub>8</sub></sub>	0,0000234	г/с	0,00074 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>8</sub>H<sub>10</sub></sub>	0,0000117	г/с	0,00037 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyH<sub>2</sub>S</sub>	0,0000638	г/с	0,00201 т/г

<b>Источник № 0141-0143 Резервуар РВС на 2028г</b>										
Местонахождение - С.Жолдыбай										
Количество резервуар (РВС) - 3 ед.										
Объем резервуар - 1000 м <sup>3</sup>										
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.										
Общий объем резервуара										
Количество РВС	n	3 шт.								
Время хранения нефти	t	8760,00 ч/г								
Количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течение года	B	13 300 т/г								
Плотность нефти равна	ρ <sub>н</sub>	0,8874 т/м <sup>3</sup>								
Температура начала кипения смеси	T <sub>к</sub>	100 °С								
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха.										
Газовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (ρ <sub>н</sub> * V)										
Валовые выбросы паров (газов) нефти и бензола рассчитываются по формулам:										
максимальные выбросы										
$M = \frac{0,163 \times P_{38} \times m \times K_{1}^{max} \times K_{2}^{max} \times K_{3} \times V_{n}^{max}}{10^4}$	, г/с	(5.2.1)	0,10602633 г/с							
годовые выбросы										
$G = \frac{0,294 \times P_{38} \times m \times (K_{1}^{max} \times K_{2}^{max} + K_{1}^{min}) \times K_{3}^{sp} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$	, т/г	(5.2.2)	2,036665647 т/г							
где:										
K <sub>1</sub> <sup>max</sup> , K <sub>2</sub> <sup>max</sup> - опытные коэффициенты (приложение 7);		K <sub>1</sub> <sup>max</sup> = 0,26	K <sub>2</sub> <sup>max</sup> = 0,56							
K <sub>1</sub> <sup>sp</sup> , K <sub>2</sub> <sup>sp</sup> - опытные коэффициенты (приложение 8);		K <sub>1</sub> <sup>sp</sup> = 0,58	K <sub>2</sub> <sup>sp</sup> = 0,83							
P <sub>38</sub> - давление насыщенных паров нефти и бензола при температуре 38°С (Сборник методов... (П.4.1));			67,024							
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);			58							
V <sub>n</sub> <sup>max</sup> - максимальный объем паров/жидкости, вытесняемой из РВС во время его заправки, м <sup>3</sup> /час;			3,6000							
K <sub>3</sub> - опытный коэффициент (приложение 9);			1,0							
K <sub>об</sub> - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);			2,5							
ρ <sub>ж</sub> - плотность жидкости, т/м <sup>3</sup> ;			0,8874							
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;			13300							
Максимально-разовый выброс: M = Cl * M / 100, г/с		(5.2.4)								
Среднегодовые выбросы: G = Cl * G / 100, т/г		(5.2.5)								
(Cl макс %) - согласно состава нефти.										
Идентификация состава выбросов										
Определяемый параметр	Углеводороды									
	Всего	предельные		непредельные (по амленам)	Всего	ароматические		серов-ол		
Стмас %	99,26	C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	26,8	0,68	бензол	толуол	ксилол	этиб-ол	0,06
Старая нефть										
M, г/с		0,0766	0,0284			0,00037	0,00023	0,00012		0,00006
G, т/г		1,4717	0,5458			0,00715	0,00448	0,00224		0,00122
ИДП 211.2.02.09-2001 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.										
<b>Выбросы вредных веществ от РВС.</b>										
Система нефть		C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	бензол	толуол	ксилол	серов-ол			
г/с		0,08430	0,03126	0,00041	0,00026	0,00013	0,00013			
т/г		1,7191	0,63566	0,00830	0,00522	0,00261	0,00323			

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Количество			3 шт.
Время работы			8760,00 ч/г
Коэффициент использование оборуд.			0,0317098
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с/г			0,7226 доли/ед.
углеводород C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> , с/г			0,268 доли/ед.
бензол, с/г			0,0035 доли/ед.
толуол, с/г			0,0022 доли/ед.
кислород, с/г			0,0011 доли/ед.
сероводород, с/г			0,006 доли/ед.
Фланцы, шт, n <sub>1</sub>			16 шт.
ЗРА, шт, n <sub>2</sub>			8 шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{nyij} \times n_i \times x_{nyi} \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyij</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);			
n <sub>i</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнении);			
x <sub>nyi</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>	3,61		мг/с
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,05		
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>	0,365		
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>	7,68066		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub>	2,84863		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>6</sub>H<sub>6</sub></sub>	0,03720		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>7</sub>H<sub>8</sub></sub>	0,02338		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>8</sub>H<sub>10</sub></sub>	0,01169		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyH<sub>2</sub>S</sub>	0,06378		мг/с
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>	0,007681	г/с	0,24222 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub>	0,002849	г/с	0,08983 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>6</sub>H<sub>6</sub></sub>	0,0000372	г/с	0,00117 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>7</sub>H<sub>8</sub></sub>	0,0000234	г/с	0,00074 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>8</sub>H<sub>10</sub></sub>	0,0000117	г/с	0,00037 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyH<sub>2</sub>S</sub>	0,0000638	г/с	0,00201 т/г

<b>Источники № 0141-0143 Резервуары РВС на 2029г</b>								
Местонахождение - С.Жолдыбай								
Количество резервуар (РВС) - 3 ед.								
Объем резервуара - 3000 м <sup>3</sup>								
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дымовых клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.								
Общий объем резервуара								
Количество РВС	n	3 шт.						
Время хранения нефти	t	8760,00 ч/г						
Коли во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. год	B	12 500 т/г						
Плотность нефти равна	ρ <sub>н</sub>	0,8874 т/м <sup>3</sup>						
Температура начала кипения смеси	T <sub>кип</sub>	100 °С.						
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закипавшей жидкости, близкой к температуре воздуха;								
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (t * V)								
Валовые выбросы паров (газов) нефти и бензинов рассчитывается по формулам:								
максимальные выбросы								
$M = \frac{0,163 \times P_{30} \times m \times K_1^{max} \times K_2^{max} \times K_B \times V_n^{max}}{10^4}$	, т/с	(5.2.1)	0,106026533 т/с					
годовые выбросы								
$G = \frac{0,294 \times P_{30} \times m \times (K_1^{max} \times K_B + K_1^{min}) \times K_2^{sp} \times K_{OB} \times B}{10^7 \times \rho_n}$	, т/г	(5.2.2)	1,914159443 т/г					
где:								
K <sub>1</sub> <sup>max</sup> , K <sub>1</sub> <sup>min</sup> - опытные коэффициенты (приложение 7);	K <sub>1</sub> <sup>max</sup> = 0,26	K <sub>1</sub> <sup>min</sup> = 0,56						
K <sub>2</sub> <sup>sp</sup> , K <sub>2</sub> <sup>max</sup> - опытные коэффициенты (приложение 8);	K <sub>2</sub> <sup>sp</sup> = 0,58	K <sub>2</sub> <sup>max</sup> = 0,83						
P <sub>30</sub> - давление насыщенных паров нефти и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик... ПЛ4.1);			67,024					
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);			58					
V <sub>n</sub> <sup>max</sup> - максимальный объем паровой смеси, вытесняемой из РВС во время его закипания, м <sup>3</sup> /час;			3,60000					
K <sub>B</sub> - опытный коэффициент (приложение 9);			1,0					
K <sub>OB</sub> - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);			2,5					
ρ <sub>н</sub> - плотность жидкости, т/м <sup>3</sup> ;			0,8874					
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;			12500					
Максимально-разовый выброс: M = Cl * M / 100, т/с		(5.2.4)						
Среднегодовые выбросы: G = Cl * G / 100, т/г		(5.2.5)						
(Cl мас %) - согласно состава нефти.								
<b>Идентификация состава выбросов</b>								
Определяемый параметр	Углеводороды							
	Всего	предельные		непредельные (по замещению)	Всего	ароматические		серов-од
C <sub>1</sub> мас %	99,26	C <sub>1</sub> -C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub> -C <sub>10</sub>		0,68	бензол	толуол	
Сырая нефть		72,26	26,8			0,35	0,22	0,11
M <sub>1</sub> , т/с		0,0766	0,0284			0,00037	0,00023	0,00012
G <sub>1</sub> , т/г		1,3832	0,5130			0,00670	0,00421	0,00211
РВИ 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.								
<b>Выбросы вредных веществ от РВС.</b>								
<b>Состав нефти</b>								
г/с		C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	бензол	толуол	ксилол	серов-од	
т/г		0,08430	0,03126	0,00041	0,00026	0,00013	0,00013	
		1,62539	0,60263	0,00767	0,00495	0,00247	0,00016	

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Количество			3 шт.
Время работы			8760,00 ч/г
Коэффициент использование оборуд.			0,0317098
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с/г			0,7226 доли/ед.
углеводород C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> , с/г			0,268 доли/ед.
бензол, с/г			0,0035 доли/ед.
толуол, с/г			0,0022 доли/ед.
кислород, с/г			0,0011 доли/ед.
сероводород, с/г			0,006 доли/ед.
Фланцы, шт, n <sub>1</sub>			16 шт.
ЗРА, шт, n <sub>2</sub>			8 шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^l Y_{nyj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{nyij} \times n_i \times x_{nyi} \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyij</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);			
n <sub>i</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнении);			
x <sub>nyi</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>	3,61		мг/с
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,05		
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>	0,365		
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>	7,68066		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub>	2,84863		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>6</sub>H<sub>6</sub></sub>	0,03720		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>7</sub>H<sub>8</sub></sub>	0,02338		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>8</sub>H<sub>10</sub></sub>	0,01169		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyH<sub>2</sub>S</sub>	0,06378		мг/с
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>	0,007681	г/с	0,24222 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub>	0,002849	г/с	0,08983 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>6</sub>H<sub>6</sub></sub>	0,0000372	г/с	0,00117 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>7</sub>H<sub>8</sub></sub>	0,0000234	г/с	0,00074 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyC<sub>8</sub>H<sub>10</sub></sub>	0,0000117	г/с	0,00037 т/г
валовые выбросы, Y <sub>nyH<sub>2</sub>S</sub>	0,0000638	г/с	0,00201 т/г

<b>Источник № 0141-0143 Резервуар РВС на 2030г</b>								
Местонахождение - С.Жолдыбай								
Количество резервуар (РВС) - 3 ед.								
Объем резервуар - 1000 м <sup>3</sup>								
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дачных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.								
Общий объем резервуара		Vp	3000 м <sup>3</sup>					
Количество РВС		n	3 шт.					
Время хранения нефти		t	8760,00 ч/г					
Кол-во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года		V	11 600 т/г					
Плотность нефти равна		ρ <sub>ж</sub>	0,8874 т/м <sup>3</sup>					
Температура начала кипения смеси		T <sub>к</sub>	100 °С					
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закипания жидкости, близкой к температуре воздуха.								
Газовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = V / (ρ <sub>ж</sub> * V)								
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитываются по формулам:	(5.1.8)		4,357					
максимальные выбросы								
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_1^{max} \times K_2^{max} \times K_B \times V_n^{max}}{10^4}$	, г/с	(5.2.1)	0,106026533 г/с					
годовые выбросы								
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_1^{max} \times K_B + K_1^{min}) \times K_2^{sp} \times K_{OB} \times V}{10^7 \times \rho_{ж}}$	, т/г	(5.2.2)	1,776339963 т/г					
где:								
K <sub>1</sub> <sup>max</sup> , K <sub>1</sub> <sup>min</sup> - опытные коэффициенты (приложение 7);		K <sub>2</sub> <sup>max</sup> = 0,26	K <sub>2</sub> <sup>min</sup> = 0,56					
K <sub>2</sub> <sup>sp</sup> , K <sub>2</sub> <sup>min</sup> - опытные коэффициенты (приложение 8);		K <sub>2</sub> <sup>sp</sup> = 0,58	K <sub>2</sub> <sup>min</sup> = 0,83					
P <sub>38</sub> - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°С (Сборник методов. (П.4.1));			67,024					
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);			58					
V <sub>n</sub> <sup>max</sup> - максимальный объем паровой смеси, вытесняемой из РВС во время его заправки, м <sup>3</sup> /мес;			3,60000					
K <sub>B</sub> - опытный коэффициент (приложение 9);			1,0					
K <sub>OB</sub> - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);			2,5					
ρ <sub>ж</sub> - плотность жидкости, т/м <sup>3</sup> ;			0,8874					
V - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;			11600					
Максимально-разовый выброс: M = C1 * M / 100, г/с	(5.2.4)							
Среднегодовые выбросы: G = C1 * G / 100, т/г	(5.2.5)							
(С1 макс %) - согласно составу нефти.								
Идентификация состава выбросов								
Определяемый параметр	Углеводороды							
	Всего	предельные		непредельные (по амплитам)	ароматические			серов-ол
C1 макс %	99,26	C <sub>1</sub> -C <sub>4</sub>	C <sub>5</sub> -C <sub>10</sub>	Всего	бензол	толуол	ксилол	тиол-ол
Сухая нефть		72,26	26,8	0,68	0,35	0,22	0,11	
Мд, г/с		0,0766	0,0284		0,00037	0,00023	0,00012	0,00006
Cd, г/г		1,2836	0,4761		0,00622	0,00391	0,00195	0,00107
РД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров". Актов. 2004.								
<b>Выбросы вредных веществ от РВС.</b>								
Состав нефти		C <sub>1</sub> -C <sub>4</sub>	C <sub>5</sub> -C <sub>10</sub>	бензол	толуол	ксилол	серов-ол	
г/с		0,08430	0,03126	0,00041	0,00026	0,00013	0,00013	
т/г		1,52580	0,56589	0,00739	0,00465	0,00232	0,00308	

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединении и запорно-регулирующего арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Количество			3 шт.
Время работы			8760,00 ч/г
Коэффициент использование оборуд.			0,0317098
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с/г			0,7226 доли/ед.
углеводород C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> , с/г			0,268 доли/ед.
бензол, с/г			0,0035 доли/ед.
толуол, с/г			0,0022 доли/ед.
кислород, с/г			0,0011 доли/ед.
сероводород, с/г			0,006 доли/ед.
Фланцы, шт, n <sub>j</sub>			16 шт.
ЗРА, шт, n <sub>j</sub>			8 шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{\text{н\text{у}}} = \sum_{j=1}^I Y_{\text{н\text{у}j} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{\text{н\text{у}ij} \times n_i \times x_{\text{н\text{у}i} \times c_{ji}$			
Y <sub>н\text{у}j</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>н\text{у}ij</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);			
n <sub>i</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнении);			
x <sub>н\text{у}i</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>н\text{у}j</sub>	0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g <sub>н\text{у}j</sub>	3,61		мг/с
доля утечки ФС, x <sub>н\text{у}j</sub>	0,05		
доля утечки ЗРА, x <sub>н\text{у}j</sub>	0,365		
выбросы вредного вещества, Y <sub>н\text{у}C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>	7,68066		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>н\text{у}C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub>	2,84863		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>н\text{у}C<sub>6</sub>H<sub>6</sub></sub>	0,03720		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>н\text{у}C<sub>7</sub>H<sub>8</sub></sub>	0,02338		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>н\text{у}C<sub>8</sub>H<sub>10</sub></sub>	0,01169		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>н\text{у}H<sub>2</sub>S</sub>	0,06378		мг/с
валовые выбросы, Y <sub>н\text{у}C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>	0,007681	г/с	0,24222 т/г
валовые выбросы, Y <sub>н\text{у}C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub>	0,002849	г/с	0,08983 т/г
валовые выбросы, Y <sub>н\text{у}C<sub>6</sub>H<sub>6</sub></sub>	0,0000372	г/с	0,00117 т/г
валовые выбросы, Y <sub>н\text{у}C<sub>7</sub>H<sub>8</sub></sub>	0,0000234	г/с	0,00074 т/г
валовые выбросы, Y <sub>н\text{у}C<sub>8</sub>H<sub>10</sub></sub>	0,0000117	г/с	0,00037 т/г
валовые выбросы, Y <sub>н\text{у}H<sub>2</sub>S</sub>	0,0000638	г/с	0,00201 т/г

<b>Источник № 7061 Нефтегазосепаратор</b>			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Количество		1	шт.
Время работы		8760,00	ч/г
Коэффициент использования оборуд		0,031710	
<b>Для нефти:</b>			
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с/г		0,9994	доли/ед
сероводород H <sub>2</sub> S, с/г		0,0006	доли/ед
<b>Для газа:</b>			
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с/г		0,9600	доли/ед
углеводород C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> , с/г		0,00008	доли/ед
Сероводород H <sub>2</sub> S, с/г		0,00100	
Меркаптан RSH, с/г		0,00077	
Фланцы, шт; n <sub>1</sub>		16	шт.
ЗРА, шт; n <sub>2</sub>		8	шт.
Предохранительный клапан, шт; n <sub>3</sub>		1	
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^l Y_{nyj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{nyij} \times n_i \times x_{nyi} \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyij</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n <sub>i</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x <sub>nyi</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
<b>Для нефти:</b>			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>		0,000288	кг/час
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>		0,006588	кг/час
утечки от ПК, g <sub>nyj</sub>		0,111024	кг/час
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>		0,02	доли/ед
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>		0,07	доли/ед
утечки от ПК, x <sub>nyj</sub>		0,35	доли/ед
<b>Для газа:</b>			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>		0,00072	кг/час
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>		0,020988	кг/час
утечки от ПК, g <sub>nyj</sub>		0,136008	кг/час
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>		0,03	доли/ед
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>		0,293	доли/ед
утечки от ПК, x <sub>nyj</sub>		0,46	доли/ед
<b>Для нефти:</b>			
суммарная утечка от ФС, Y <sub>nyj</sub>		0,0000256	г/с
суммарная утечка от ЗРА, Y <sub>nyj</sub>		0,0010248	г/с
суммарная утечка от ПК, Y <sub>nyj</sub>		0,0107940	г/с
<b>Для газа:</b>			
суммарная утечка от ФС, Y <sub>nyj</sub>		0,0000960	г/с
суммарная утечка от ЗРА, Y <sub>nyj</sub>		0,0136655	г/с
суммарная утечка от ПК, Y <sub>nyj</sub>		0,0173788	г/с
<b>Для нефти:</b>			
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>		0,01184	г/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyH<sub>2</sub>S</sub>		0,00001	г/с
<b>Для газа:</b>			
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>		0,02989	г/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyC<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub>		0,00000	г/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyH<sub>2</sub>S</sub>		0,00003	г/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>nyRSH</sub>		0,00002	г/с
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub></b>		<b>0,04173200</b>	<b>г/с</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyC<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub></b>		<b>0,00000249</b>	<b>г/с</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyH<sub>2</sub>S</sub></b>		<b>0,00003825</b>	<b>г/с</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyRSH</sub></b>		<b>0,00002398</b>	<b>г/с</b>
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196</i>			
Количество выбросов (кг/час) в атмосферу, выделяющихся из аппаратов в которых большая часть вещества находится в жидкой фазе рассчитывается по формуле согласно "Сборника.....":			
$P=0,004 \cdot (P \cdot V / 1011) \cdot 0,8 / K_d$		кг/час	
где			
P- давление в аппарате, гПа			2432
V - объем аппарата, м3 (16)			16,5
K <sub>d</sub> - коэффициент, зависящий от средней температуры кипения жидкости (нефтепродукта) и редней температуры в аппарате (таб5.3)			0,39
Средняя температура кипения жидкости (нефтепродукта), t <sub>к</sub>			80 °С
Средняя температура в аппарате, t			301 °С
n - количество емкостей, шт			1
<b>Расчет выбросов метана:</b>			
<b>П см4 сек</b>		0,19496	кг/час
<b>П см4 год</b>			0,054156 г/сек
<b>Выбросы метана (СН4) составляют</b>			1,70787695 т/год
		0,05415642	г/сек
			1,70787695 т/год

Источник № 7063. Газосепаратор (ГС)			
Вредные вещества выбрасываются через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Местонахождение			
Количество	1		шт.
Время работы	8760,00		ч/год
Коэффициент использование оборуд.	0,031710		
Метан CH <sub>4</sub> , с/г	0,93301		доли/ед
Углеводороды предельные C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с/г	0,0072		доли/ед
Углеводороды предельные C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> , с/г	0,00002		доли/ед
Сероводород H <sub>2</sub> S, с/г	0,01000		доли/ед
Меркаптан RSH, с/г	0,00500		доли/ед
Фланцевые соединения (ФС), п/г	10		шт.
Запорно-регулирующая арматура (ЗРА), п/г	5		шт.
Предохранительные клапаны (ПК), п/г	1		шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{nyj} \times n_i \times x_{nyi} \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n <sub>j</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x <sub>nyj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава газа (выделившийся газ)).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>	0,020988	кг/час	
утечки от ПК, g <sub>nyj</sub>	0,136008	кг/час	
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,03	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>	0,293	доли/ед	
доля утечки ПК, x <sub>nyj</sub>	0,46	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y <sub>nyj</sub>	0,000060	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y <sub>nyj</sub>	0,008541	г/с	
суммарная утечка от ПК, Y <sub>nyj</sub>	0,017379	г/с	
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyCH4</sub></b>	<b>0,02423937</b>	<b>г/с</b>	<b>0,76441266</b> <b>м/з</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyC1-C5</sub></b>	<b>0,00018630</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00587518</b> <b>м/з</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyC6-C10</sub></b>	<b>0,00000057</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00001802</b> <b>м/з</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyH2S</sub></b>	<b>0,00025980</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00819297</b> <b>м/з</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>ny меркаптаны</sub></b>	<b>0,00012990</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00409649</b> <b>м/з</b>
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196</i>			

Источник № 7065. Отстойник ОГ-200			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующего арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Местонахождение оборудования			
Количество	1		шт.
Время работы	8760,00		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,031710		
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с <sub>ji</sub>	0,9994		доли/ед.
сероводород H <sub>2</sub> S, с <sub>ji</sub>	0,0006		доли/ед.
Фланцы, шт; n <sub>j</sub>	6		шт.
ЗРА, шт; n <sub>j</sub>	3		шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^l Y_{nyj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m G_{nyj} \times n_i \times x_{nyi} \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n <sub>j</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x <sub>nyj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,02	доли/ед.	
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>	0,07	доли/ед.	
суммарная утечка от ФС, Y <sub>nyj</sub>	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y <sub>nyj</sub>	0,0004	г/с	
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub></b>	<b>0,0003937</b>	<b>г/с</b>	<b>0,01241458</b> <b>м<sup>3</sup>/з</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyH<sub>2</sub>S</sub></b>	<b>0,0000002</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00000745</b> <b>м<sup>3</sup>/з</b>
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОСК РК от 29.07.2011 №196</i>			

Источник № 7066. Отстойник ОИФ-3000			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующего арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Местонахождение оборудования			
Количество	1		шт.
Время работы	8760,00		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03170979		
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с <sub>ji</sub>	0,9994		доли/ед.
сероводород H <sub>2</sub> S, с <sub>ji</sub>	0,0006		доли/ед.
Фланцы, шт; n <sub>j</sub>	4		шт.
ЗРА, шт; n <sub>j</sub>	2		шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^l Y_{nyj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m G_{nyj} \times n_i \times x_{nyi} \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n <sub>j</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x <sub>nyj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,02	доли/ед.	
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>	0,07	доли/ед.	
суммарная утечка от ФС, Y <sub>nyj</sub>	0,0000064	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y <sub>nyj</sub>	0,0003	г/с	
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub></b>	<b>0,00026244</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00827638</b> <b>м<sup>3</sup>/з</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyH<sub>2</sub>S</sub></b>	<b>0,00000016</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00000497</b> <b>м<sup>3</sup>/з</b>
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОСК РК от 29.07.2011 №196</i>			

<b>Источник № 7067-7071, 7153-7154 Насосы для нефти</b>			
НБ-125 - 2ед., ЦНС 180/128-3ед., ЦНС180/212 - 2ед в резерве			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующего арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Количество	7(2 резерв)	шт.	
Общее время работы	8760,00	ч/год	
Коэффициент использование оборуд.	0,03170979		
Углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с <sub>ji</sub>	0,9994	доли/ед.	
сероводород H <sub>2</sub> S, с <sub>ji</sub>	0,0006	доли/ед.	
Фланцы , шт, п <sub>j</sub>	45	шт.	
ЗРА, шт, п <sub>j</sub>	21	шт.	
Сальник , шт, п <sub>j</sub>	9	шт.	
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{nyij} \times n_i \times x_{nyi} \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyij</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n <sub>j</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (запорно-регулирующей арматуры, фланцев, насосы);			
x <sub>nyij</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>	0,006588	кг/час	
утечки от СУ, g <sub>nyj</sub>	0,14	кг/час	
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,02	доли/ед.	
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>	0,07	доли/ед.	
доля утечки СУ, x <sub>nyj</sub>	0,226	доли/ед.	
суммарная утечка от ФС, Y <sub>nyj</sub>	0,0000720	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y <sub>nyj</sub>	0,0027	г/с	
суммарная утечка от СУ, Y <sub>nyj</sub>	0,079100	г/с	
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub></b>	<b>0,08181298</b>	<b>г/с</b>	<b>2,58005422 м/з</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyH<sub>2</sub>S</sub></b>	<b>0,00004912</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00154896 м/з</b>
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196</i>			

**Источник № 7072-7073. Дренажная емкость. ЕП-16.**

Вредные вещества выбрасывается через неплотности, уплотнения, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.

**Исходные данные:**

Местонахождение оборудования			
Количество	2		шт.
Время работы	8760,00		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,031710		
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с/г	0,9994		доли/ед.
сероводород H <sub>2</sub> S, с/г	0,0006		доли/ед.
Фланцы, шт; n <sub>f</sub>	8		шт.
ЗРА, шт; n <sub>z</sub>	4		шт.

**Расчеты:**

$$Y_{ny} = \sum_{j=1}^i Y_{nyj} = \sum_{j=1}^i \sum_{i=1}^m g_{nyj} \times n_i \times x_{nyi} \times c_{ji}$$

Y<sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;

I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;

m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;

g<sub>nyj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);

n<sub>j</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);

x<sub>nyj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);

c<sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).

Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)

утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,02	доли/ед.	
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>	0,07	доли/ед.	
суммарная утечка от ФС, Y <sub>nyj</sub>	0,0000128	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y <sub>nyj</sub>	0,0005	г/с	
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub></b>	<b>0,0005249</b>	<b>г/с</b>	<b>0,016553</b> <b>мг/з</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyH<sub>2</sub>S</sub></b>	<b>0,0000003</b>	<b>г/с</b>	<b>0,000010</b> <b>мг/з</b>

*Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196*

Источник №0260 Хим. лаборатория									
№ ИЗА	0260	Наименование источника загрязнения атмосферы				Вентиляционный труба производственного помещения			
Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК вредного вещества в воздухе рабочей зоны - гигиенический норматив для использования при Перечень, расчетов и расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу приведены ниже: $1) M_{\text{дпк}} = C_i \cdot W_i / 3600 / 1000;$ $2) M_{\text{доб}} = M_i \cdot t_i \cdot 3600 \cdot 10^{-6}$									
где:									
W <sub>i</sub> -	производительность вытяжной системы, в данном случае вентилятора, м <sup>3</sup> /час;								
C <sub>i</sub> -	максимально допустимая концентрация загрязняющего вещества в помещении, мг/м <sup>3</sup> ; C <sub>i</sub> = ПДК <sub>с</sub> (ПДК <sub>сд</sub> \ 10 <sup>4</sup> ПДК <sub>с</sub> \ ОБУВ);								
T -	продолжительность работы одной смены (час/смена);								
t <sub>i</sub> -	время переработки отходов на установке (час/год);								
Код ЗВ	Наименование ЗВ	ПДК <sub>сд</sub> , мг/м <sup>3</sup>	ПДК <sub>с</sub> , мг/м <sup>3</sup>	ПДК <sub>с</sub> , мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	t <sub>i</sub> , час/год	W <sub>i</sub> , м <sup>3</sup> /час	Выброс ЗВ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2704	Бензин	100	5	0,1	-	2928	780	0,02166667	0,22858400
0021	Толуол	50	0,6	-	-	2928	780	0,01083333	0,11419200
0302	Азотная кислота	2	0,4	0,1	-	2928	780	0,00043333	0,00456768
<b>Всего:</b>								<b>0,0329</b>	<b>0,34714</b>
Параметры источника выбросов									
H =	3	м;	L =	0,002	м <sup>3</sup> /с;				
D =	0,2	м;	T =	34	°С;				

Источники 0266-001 Факельная установка V7 (Дежурная горелка при эксплуатации технологического оборудования (V7))			
V7			
Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.			
n	1	Наименование вещества	УВ
h	30 м	Оксид углерода	0,02
d	0,1 м	Метан и другие углевод-ды в пересчете на	0,0005
Tг	800,00 °C	Оксид азота в пересчете на диоксид азота	0,003
To	7,9 °C	Сера	0,002
p	0,881 кг/м <sup>3</sup>		
коэфф.	1,65339	Мощность выброса метана, оксид углерода, оксид азота (в пересчете на диоксид азота) и серы, равно:	
T	168 м/г	M <sub>CO</sub> =	0,0123611 г/с
			0,00740040 г/г
За год сжигается:	420 м <sup>3</sup>	M <sub>CH4</sub> =	0,0003090 г/с
			0,00018501 г/г
Часовой расход:	2,5 м <sup>3</sup> /ч	M <sub>MSO2</sub> =	0,00183542 г/с
			0,00111006 г/г
Секундный расход, Вт:	0,00069 м <sup>3</sup> /с	M <sub>с,в,а,л</sub> =	0,00123611 г/с
			0,00074004 г/г
G = 1000 * В * p, г/с	0,61 г/с	MH2S=	0,00000000 г/с
			0,00000000 г/г
		MRSН=	0,00000000 г/с
			0,00000000 г/г
		MCO2=	0 г/с
			0 г/г
Мощность выбросов сероводорода и меркаптана рассчитывается по следующим формулам:		Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0,8 - для NO2 и 0,13 - для NO	
MH2S=	0,01 * [H2S] * G * (1-n)	MNO2 =	0,0015 г/с
MRSН=	0,01 * [RSH] * G * (1-n)		0,0009 г/пер
MCO2=	0,02 * [S] * G * n	MNO =	0,0002 г/с
			0,0001 г/пер
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:			
MCO2 = 0,01 * G * [3,67 * n * (C <sub>вн</sub> + [CO <sub>2</sub> ]) - M <sub>CO</sub> - M <sub>CH4</sub> - M <sub>C</sub> ], г/с			1,9044 г/с
			1,152
n	0,9984		
C <sub>вн</sub> = 100 * K <sub>c</sub> * Q <sub>нк</sub> , % мас.	84,8984556 %		
[CO <sub>2</sub> ] <sub>вн</sub> =	2,4400 %		
K <sub>c</sub> =	0,0000816		
Q <sub>нк</sub> =	10404,2225 ккал/м <sup>3</sup>		
Нижняя теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м <sup>3</sup> , значение которого по данным лабораторного анализа Q <sub>нк</sub> = 85,5 * [СН4] + 152 * [С2Н6] + 218 * [С3Н8] + 283 * [С4Н10] + 349 * [С5Н12] + 56 * [Н2S]			
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси принимает вид			
V <sub>г</sub> = V * V <sub>нс</sub> * (273 + T <sub>г</sub> ) / 273, м <sup>3</sup> /с	0,0431 м <sup>3</sup> /с	10404,2225	
V <sub>нс</sub> = 1 + a * V <sub>0</sub> , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	15,8	согласно компонентного состава газа	
a =	1	метан [СН4] 77,151 16	
V <sub>0</sub> =	14,8	этан [С2Н6] 12,277 31	
		пропан [С3Н8] 3,726 44	
		бутан [С4Н10] 2,812 58	
		пентан [С5Н12] 0,956 72	
		сероводород [Н2S] 0 34	
		меркаптан [RSH] 0 352	
		Азот [N2] 2,419 28	
		сера S 0 32,066	
		гексан [С6Н14] 0,025 86,2	
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси W <sub>нст</sub> рассчитывается по формуле: W <sub>нст</sub> = F * V <sub>г</sub> / a <sup>2</sup>			
	0,0885 м/с		
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси: W <sub>зв</sub> = 91,5 * [X * (T <sub>г</sub> + 273) / M] <sup>0,5</sup>			
		17,54255331	4,18838138
K - показатель адиабаты для газовых смесей принимается		1,3	383,2370572 м/с
M - молекулярная масса газовой смеси			
M = 0,01 * Σ n <sub>i</sub> * [P] <sub>i</sub>		20,81624	
n <sub>i</sub> - молярная масса компонента, кг/моль			
i - содержание i-го вещества в смеси, %			
Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках			
Для проверки указанных в п.7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:			
W <sub>нст</sub> / W <sub>зв</sub> ≥ 0,2		0,000230834	явного горения не выполняется)
Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле:			
T <sub>г</sub> = T <sub>0</sub> * (Q <sub>н</sub> * (1 - e) * n <sub>и</sub> / (V <sub>нс</sub> * C <sub>нс</sub> ))			1291,56 °C
e - доля энергии = 0,048 * (n <sub>и</sub> ) <sup>0,5</sup>	4,562481781	0,218999125	
C <sub>нс</sub>			0,4 ккал/м <sup>3</sup> * °C
Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №2311 от 21.01.2007г.			

Источники 0266-002 Факельная установка V8 (дежурная горелка при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V8)) на 2025г			
V8			
Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.			
n		1	Наименование вещества
h		30 м	УВ
d		0,1 м	Оксид углерода
Tг		800,00 °C	Метан и другие углевод-ды в пересчете на
To		7,9 °C	0,0005
p		0,881 кг/м <sup>3</sup>	Оксид азота в пересчете на диоксид азота
			0,003
коэфф.		1,65339	Саж
			0,002
T		168 м/г	Мощность выброса метана, оксид углерода, оксид азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи, равно:
			M <sub>CH4</sub> = 0,00894401 г/с
			0,00540954 г/г
За год сжигается:		307 м <sup>3</sup>	M <sub>CH4</sub> = 0,00022360 г/с
			0,00013523 г/г
Часовой расход:		1,8 м <sup>3</sup> /ч	M <sub>MSO2</sub> = 0,00134160 г/с
			0,00081140 г/г
Секундный расход, Вт:		0,00051 м <sup>3</sup> /с	M <sub>с,сжл</sub> = 0,00089440 г/с
			0,00054093 г/г
G = 1000 * V * p, г/с		0,45 г/с	MH2S= 0,00000000 г/с
			0,00000000 г/г
			MRSН= 0,00000000 г/с
			0,00000000 г/г
			MCO2= 0 г/с
			0 г/г
Мощность выбросов сероводорода и меркаптанов рассчитывается по следующим формулам:			Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0,8 - для NO2 и 0,13 - для NO
MH2S= 0,01 * [H2S] * G * (1-n)			M <sub>NO2</sub> = 0,0011 г/с
MRSН= 0,01 * [RSH] * G * (1-n)			0,0006 г/гпер
MCO2= 0,02 * [S] * G * n			M <sub>NO</sub> = 0,0002 г/с
			0,0001 г/гпер
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:			
MCO2 = 0,01 * G * (3,67 * n * [C] + [CO2]n) - MCO2 - MCH4 - Me, г/с			1,3920 г/с
			0,842
n		0,9984	
[C]n = 100 * Kc * Qнк, % мас.		84,8984556 %	
[CO2]n = 2,4400 %			
Kc = 0,000816			
Qнк = 10404,2225 ккал/м <sup>3</sup>			
Низшая теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м <sup>3</sup> , значение которого по данным лабораторного анализа			
Qнк=85,5*(СН4)+152(С2Н6)+218(С3Н8)+283(СН10)+349(СН12)+56(Н2S)			
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси			
принимает вид			
Vг=V*Vnc*(273+Tг)/273, м <sup>3</sup> /с		0,0315 м <sup>3</sup> /с	
Vnc = 1 + n * V0, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>		15,8	
n = 1			
V0 = 14,8			
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси Wист рассчитывается по формуле:			
Wист=4*Vг/d <sup>2</sup>		0,0647 м/с	
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси:			
Wзв = 91,5 * [K * (Tг + 273) / M] <sup>0,5</sup>			17,54255331
K - показатель адиабаты для газовых смесей принимается			4,188383138
M - молекулярная масса газовой смеси			383,2370872 м/с
M = 0,01 * Σ ni * [Pi]			
ni - молярная масса компонента, кг/моль			20,81624
Pi - содержание i-го вещества в смеси, %			
Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках			
Для проверки указанных в п.7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:			
Wист / Wзв ≥ 0,2			0,000168729
Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле:			авного горения не выполняется)
Tг = T0 + (Qг * (1 - e) * n) / (Vnc * Cпг)			1291,56 °C
e - доля энергии = 0,048 * (n/0,5)		4,562481781	0,218999125
Cпг -			0,4 ккал/м <sup>3</sup> °C
Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 21.01.2007г.			

10404,22250		
согласно компонентного состава газа		
метан [СН4]	77,151	16
этан [С2Н6]	12,277	31
пропан [С3Н8]	3,726	44
бутан [С4Н10]	2,812	58
пентан [С5Н12]	0,956	72
сероводород [Н2S]	0	34
меркаптан [RSH]	0	352
Азот [N2]	2,419	28
серы S	0	32,066
гексан [С6Н14]	0,035	86,2

Источники 0266-002 Факельная установка В8 (Дожурная горелка при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (В8)) на 2026г			
В8			
Факель служит для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.			
n	1		Наименование вещества УВ
h	30 м		Оксид углерода 0.02
d	0,1 м		Метан и другие углевод-ды в пересчете на 0.0005
Tг	800,00 °C		Оксид азота в пересчете на диоксид азота 0.003
Тс	7,9 °C		Сажа 0.002
p	0,881 кг/м³		
коэфф.	1,653439		Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи равно:
T	168 ч/г		M <sub>CO2</sub> = 0,00839048 г/с 0,00507456 г/г
За год сжигается:	288 м³		M <sub>CH4</sub> = 0,00020976 г/с 0,00012686 г/г
Часовой расход:	1,7 м³/ч		M <sub>NO2</sub> = 0,00125857 г/с 0,00076118 г/г
Секундный расход, Вт:	0,00048 м³/с		M <sub>сажа</sub> = 0,00083905 г/с 0,00090746 г/г
G = 1000 * B * p, г/с	0,42 г/с		MH2S = 0,00000000 г/с 0,00000000 г/г
			MRSН = 0,00000000 г/с 0,00000000 г/г
			M <sub>SO2</sub> = 0 г/с 0 г/г
Мощность выбросов сероводорода и меркаптанов рассчитывается по следующим формулам:			Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO
MH2S = 0.01 * [H2S] * G * (1-a)			M <sub>NO2</sub> = 0,0010 г/с 0,0006 г/гпер
MRSН = 0.01 * [RSH] * G * (1-a)			M <sub>NO</sub> = 0,0002 г/с 0,0001 г/гпер
M <sub>SO2</sub> = 0.02 * [S] * G * n			
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:			
M <sub>CO2</sub> = 0.01 * G * [3.67 * a * [C] + [CO2] + M <sub>CO</sub> * M <sub>C2H4</sub> * M <sub>C</sub> ], г/с			1,3058 г/с 0,790
a	0,984		
[C] <sub>г</sub> = 100 * K <sub>c</sub> * Q <sub>гк</sub> , % мас.	84,8984556 %		
[CO2] <sub>г</sub>	2,4400 %		
K <sub>c</sub>	0,000816		
Q <sub>гк</sub>	10404,2225 ккал/м³		
Нижняя теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м³, значение которого по данным лабораторного анализа Q <sub>гк</sub> = 85.5 * [CH4] + 152 [C2H6] + 218 [C3H8] + 283 [C4H10] + 349 [C5H12] + 56 [H2S]			10404,22250
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси			согласно компонентного состава газа
принимает вид:			метан [CH4] 77,151 16
V <sub>г</sub> = B * V <sub>гк</sub> * (273 + T <sub>г</sub> ) / 273, м³/с	0,0296 м³/с		этан [C2H6] 12,277 31
V <sub>гк</sub> = 1 + a * V <sub>0</sub> , м³/м³	15,8		пропан [C3H8] 3,726 44
a = 1	1		бутан [C4H10] 2,812 58
V <sub>0</sub> = 14,8	14,8		пентан [C5H12] 0,956 72
			сероводород [H2S] 0 34
			меркаптан [RSH] 0 352
			Азот [N2] 2,419 28
			сера S 0 32,066
			гексан [C6H14] 0,038 86,2
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси W <sub>ист</sub> рассчитывается по формуле: W <sub>ист</sub> = 4 * V <sub>г</sub> / d²	0,6007 м/с		
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси: W <sub>зв</sub> = 91,5 * [C * (T <sub>г</sub> - 273) / M] <sup>0,5</sup>		17,54255331 4,188383138 383,2370572 м/с	
K - показатель избытка для газовых смесей принимается 1,3			
M - молекулярная масса газовой смеси M = 0.01 * Σ w <sub>i</sub> * [M] <sub>i</sub>		20,81624	
w <sub>i</sub> - молярная масса компонента, кг/моль			
f - содержание i-го вещества в смеси, %			
Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках			
Для проверки указанных в п.7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:			
W <sub>ист</sub> / W <sub>зв</sub> ≥ 0.2			0,000158286 (ажетного горения не выполняется)
Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле: T <sub>г</sub> = T <sub>0</sub> + (Q <sub>г</sub> * (1 - ε) * n) / (V <sub>гк</sub> * C <sub>гк</sub> )			1291,56 °C
ε - доля энергии = 0.048 * (m/1.5	4,562481781	0,218999125	
C <sub>гк</sub>		0,4 ккал/м³ * °C	
<i>Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №231Н от 31.01.2007г.</i>			

Источники 0266-002 Факельная установка В8 (Дожурная горелка при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (В8)) на 2027г									
В8									
Факель служит для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.									
n				1		Наименование вещества	УВ		
h				30 м		Оксид углерода	0,02		
d				0,1 м		Метан и другие углевод-ды в пересчете на	0,0005		
Tг				800,00 °C		Оксид азота в пересчете на диоксид азота	0,003		
To				7,9 °C		Сажа	0,002		
p				0,881 кг/м³					
коэфф.				1,653439		Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи равно:			
T				168 ч/г		M <sub>CO2</sub> =	0,00780780 г/с		0,00472216 г/г
За год сжигается:				268 м³		M <sub>CH4</sub> =	0,00019520 г/с		0,00011808 г/г
Часовой расход:				1,6 м³/ч		M <sub>NO2</sub> =	0,00117117 г/с		0,00079832 г/г
Секундный расход, Вт:				0,00044 м³/с		M <sub>сажа</sub> =	0,00078078 г/с		0,00047222 г/г
G = 1000 * B * p, г/с				0,39 г/с		MH2S=	0,00000000 г/с		0,00000000 г/г
Мощность выбросов сероводорода и меркаптанов рассчитывается по следующим формулам:						M <sub>MSO2</sub> =	0,00000000 г/с		0,00000000 г/г
MH2S=	0,01*[H2S]*G*(1-n)					M <sub>MSO2</sub> =	0,0009 г/с		0,0006 г/гпер
M <sub>MSO2</sub> =	0,01*[RSH]*G*(1-n)					M <sub>NO</sub> =	0,0002 г/с		0,0001 г/гпер
M <sub>MSO2</sub> =	0,02*[S]*G*n								
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:									
M <sub>CO2</sub> = 0,01*G* [3,67*a*[C] <sub>г</sub> + [CO <sub>2</sub> ] <sub>г</sub> ] - M <sub>CO</sub> - M <sub>CH4</sub> - M <sub>C</sub> , г/с									
n				0,984					
[C] <sub>г</sub> = 100 * K <sub>c</sub> * Q <sub>гк</sub> , % мас.				84,8984556 %					
[CO <sub>2</sub> ] <sub>г</sub> =				2,4400 %					
K <sub>c</sub> =				0,000816					
Q <sub>гк</sub> =				10404,2225 ккал/м³					
Низшая теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м³, значение которого по данным лабораторного анализа									
Q <sub>гк</sub> = 85,5*(СН4)+152(С2Н6)+218(С3Н8)+283(С4Н10)+349(С5Н12)+56(Н2S)									
									10404,22250
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси									
принимает вид:									
V <sub>г</sub> = B*V <sub>гк</sub> *(273+T <sub>г</sub> )/273, м³/с				0,0275 м³/с					
V <sub>гк</sub> = 1 + a * V <sub>0</sub> , м³/м³				15,8					
a =				1					
V <sub>0</sub> =				14,8					
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси W <sub>ист</sub> рассчитывается по формуле:									
W <sub>ист</sub> = 4*V <sub>г</sub> /πd²,				0,0564 м/с					
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси:									
W <sub>зв</sub> = 91,5*(T <sub>г</sub> +273) <sup>0,15</sup>									
K - показатель вязкости для газовых смесей принимается						17,5425531	4,18838138		383,2370572 м/с
M - молекулярная масса газовой смеси						1,3			
M = 0,01*Σw <sub>г</sub> [M] <sub>г</sub>							20,81624		
w <sub>г</sub> - молярная масса компонента, кг/моль									
f - содержание f-го вещества в смеси, %									
Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках									
Для проверки указанных в п 7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:									
W <sub>ист</sub> /W <sub>зв</sub> < 0,2									0,000147294 (ажетного горения не выполняется)
Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле:									
T <sub>г</sub> = T <sub>0</sub> + (Q <sub>гк</sub> *(1-ε)*n)/(V <sub>гк</sub> *C <sub>гк</sub> )									1291,56 °C
ε - доля энергии = 0,048*(m/15						4,562481781	0,21899125		
C <sub>гк</sub>									0,4 ккал/м³*°C
Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №2311 от 31.01.2007г.									

Источники 0266-002 Факельная установка V8 (дежурная горелка при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V8)) на 2028г			
V8			
Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.			
n		1	Наименование вещества
h		30 м	УВ
d		0,1 м	Оксид углерода
Tг		800,00 °C	Метан и другие углевод-ды в пересчете на
To		7,9 °C	0,0005
p		0,881 кг/м <sup>3</sup>	Оксид азота в пересчете на диоксид азота
коэфф.		1,65339	0,003
T		168 м/г	Саж
			0,002
За год сжигается:		249 м <sup>3</sup>	Мощность выбросов метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи, равнов:
Часовой расход:		1,5 м <sup>3</sup> /ч	M <sub>CO</sub> =
Секундный расход, Вг:		0,00041 м <sup>3</sup> /с	M <sub>CH4</sub> =
G = 1000 * В * p, кг/с		0,36 кг/с	M <sub>NO2</sub> =
			M <sub>саж</sub> =
			MH2S=
			MRSН=
			MCO2=
Мощность выбросов сероводорода и меркаптанов рассчитывается по следующим формулам:			Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0,8 - для NO2 и 0,13 - для NO.
MH2S=	0,01*(H2S)*G*(1-n)		MNO2 =
MRSН=	0,01*(RSH)*G*(1-n)		MNO =
MCO2=	0,02*(S)*G*n		
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:			
MCO2 = 0,01*G*(3,67*n*(C)г+(CO2)г)-MCO-MCH4-MC, г/с			
			11290 г/с
			0,683 г/гпер
n		0,9984	
(C)г = 100 * Kс * Qнк, % мас.		84,8984556 %	
(CO2)г =		2,4000 %	
Kс =		0,0000816	
Qнк =		10404,2225 ккал/м <sup>3</sup>	
Нижняя теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м <sup>3</sup> , значение которого по данным лабораторного анализа			
Qнк=85,5*(СН4)+152(С2Н6)+218(С3Н8)+283(СН10)+349(СН12)+56(Н2S)			
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси			
принимает вид:			
Vг=В*Vнс*(273+Tг)/273, м <sup>3</sup> /с		0,0256 м <sup>3</sup> /с	
Vнс = 1 + a * Vо, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>		15,8	
a =		1	
Vо =		14,8	
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси Wнст рассчитывается по формуле:			
Wнст =4*Вг/πd <sup>2</sup> ,		0,0524 м/с	
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси:			
Wзв =91,5*(Kс*(Tг+273)/M)0,5			17,54255331
Kс - показатель адиабаты для газовых смесей принимается			4,188383138
M - молекулярная масса газовой смеси			383,2370572 м/с
M=0,01*Σmг*(pг)			
mг - молярная масса компонента, кг/моль			20,81624
pг - содержание i-го вещества в смеси, %			
Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках			
Для проверки указанных в п.7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:			
Wнст /Wзв≥0,2			0,000136852 (звеного горения не выполняется)
Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле:			
Tг= Tо+(Qг*(1-nг)/mг*(Vнс*Снс))			1291,56 °C
Qг-длва энтальп =0,048*(mг)0,5		4,562481781	0,218999125
Снс			0,4 ккал/м <sup>3</sup> *°C
Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №231П от 31.01.2007г.			

10404,22250		
согласно компонентного состава газа		
метан	[СН4]	77,151
этан	[С2Н6]	12,277
пропан	[С3Н8]	3,726
бутан	[С4Н10]	2,812
пентан	[С5Н12]	0,956
сероводород	[Н2S]	0
меркаптан	[RSH]	0
азот	[N2]	2,419
сера	S	0
гексан	[С6Н14]	0,035
		86,2

Источники 0266-002 Факельная установка В8 (Дожурная горелка при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (В8)) на 2029г									
В8									
Факель служит для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.									
n				1		Наименование вещества	УВ		
h				30 м		Оксид углерода	0,02		
d				0,1 м		Метан и другие углевод-ды в пересчете на	0,0005		
Tг				800,00 °C		Оксид азота в пересчете на диоксид азота	0,003		
Тс				7,9 °C		Сажа	0,002		
p				0,881 кг/м³					
коэфф.				1,653439		Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи равно:			
T				168 ч/г		M <sub>мет</sub> =	0,0067007 г/с		0,0040526 г/г
За год сжигается:				230 м³		M <sub>сжг</sub> =	0,00016752 г/с		0,00010132 г/г
Часовой расход:				1,4 м³/ч		M <sub>сжг</sub> =	0,00100511 г/с		0,00049789 г/г
Секундный расход, Вт:				0,00038 м³/с		M <sub>сжг</sub> =	0,00067007 г/с		0,00040526 г/г
G = 1000 * B * p, г/с				0,34 г/с		MH2S=	0,00000000 г/с		0,00000000 г/г
Мощность выбросов сероводорода и меркаптан рассчитывается по следующим формулам:						MRSН=	0,00000000 г/с		0,00000000 г/г
MH2S=	0,01*[H2S]*G*(1-n)					MSO2=	0 г/с		0 г/г
MRSН=	0,01*[RSH]*G*(1-n)					M <sub>NO2</sub> =	0,0008 г/с		0,0005 г/гпер
MSO2=	0,02*[S]*G*n					M <sub>NO</sub> =	0,0001 г/с		0,0001 г/гпер
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:						M <sub>CO2</sub> =	1,0429 г/с		0,631 г/г
M <sub>CO2</sub> = 0,01*G* [3,67*a*[C] <sub>г</sub> + [CO <sub>2</sub> ] <sub>г</sub> ] - M <sub>CO</sub> - M <sub>CH<sub>4</sub></sub> - M <sub>C</sub> , г/с									
a				0,984					
[C] <sub>г</sub> = 100 * K <sub>c</sub> * Q <sub>нк</sub> , % мас.				84,8984556 %					
[CO <sub>2</sub> ] <sub>г</sub> =				2,4400 %					
K <sub>c</sub> =				0,000816					
Q <sub>нк</sub> =				10404,2225 ккал/м³					
Низшая теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м³, значение которого по данным лабораторного анализа Q <sub>нк</sub> =85,5*(СН4)+152(С2Н6)+218(С3Н8)+283(С4Н10)+349(С5Н12)+56(Н2S)									10404,22250
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси						согласно компонентного состава газа			
принимает вид:						метан [СН4]	77,151		16
V <sub>г</sub> = B * V <sub>нк</sub> * (273 + T <sub>г</sub> ) / 273, м³/с				0,0236 м³/с		этан [С2Н6]	12,277		31
V <sub>нк</sub> = 1 + a * V <sub>0</sub> , м³/м³				15,8		пропан [С3Н8]	3,726		44
a =				1		бутан [С4Н10]	2,812		58
V <sub>0</sub> =				14,8		пентан [С5Н12]	0,956		72
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси W <sub>ист</sub> рассчитывается по формуле:						сероводород [Н2S]	0		34
W <sub>ист</sub> = 4 * V <sub>г</sub> / d²,				0,0484 м/с		меркаптан [RSH]	0		352
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси:						Азот [N2]	2,419		28
W <sub>зв</sub> = 91,5 * [C <sub>г</sub> * (T <sub>г</sub> - 273) / M] <sup>0,5</sup>						сера S	0		32,066
K - показатель вязкости для газовых смесей принимается						гексан [С6Н14]	0,038		86,2
M - молекулярная масса газовой смеси									
M = 0,01 * Σ w <sub>г</sub> * [M] <sub>г</sub>									
w <sub>г</sub> - молярная масса компонента, кг/моль									
f - содержание f-го вещества в смеси, %									
Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках									
Для проверки указанных в п 7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:									
W <sub>ист</sub> / W <sub>зв</sub> ≥ 0,2									0,000126409 (ажетного горения не выполняется)
Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле:									
T <sub>г</sub> = T <sub>0</sub> + (Q <sub>г</sub> * (1 - ε) * n) / (V <sub>нк</sub> * C <sub>г</sub> )									1291,56 °C
ε - доля энергии = 0,048 * (m/15									
C <sub>г</sub>						4,562481781	0,21899125		
С <sub>г</sub>									0,4 ккал/м³*°C
Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №2311 от 31.01.2007г.									



<b>Источник №7546-7548 Дренажная емкость 1 м3, 2м3</b>			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующего арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Местонахождение оборудования			
Количество	3		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,031710		
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с <sub>ij</sub>	0,9994		доли/ед.
сероводород H <sub>2</sub> S, с <sub>ij</sub>	0,0006		доли/ед.
Фланцы, шт; n <sub>j</sub>	8		шт.
ЗРА, шт; n <sub>j</sub>	4		шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^i Y_{nyj} = \sum_{j=1}^i \sum_{i=1}^m g_{nyj} \times n_i \times x_{nyi} \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n <sub>j</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x <sub>nyj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с <sub>ij</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,02	доли/ед.	
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>	0,07	доли/ед.	
суммарная утечка от ФС, Y <sub>nyj</sub>	0,0000128	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y <sub>nyj</sub>	0,0005	г/с	
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub></b>	<b>0,0005249</b>	<b>г/с</b>	<b>0,016553 м/з</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyH<sub>2</sub>S</sub></b>	<b>0,0000003</b>	<b>г/с</b>	<b>0,000010 м/з</b>
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196</i>			

<b>Источник №7549 Концевая сепарационная установка КСУ</b>			
Вредные вещества выбрасываются через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Местонахождение			
Количество	1		шт.
Время работы	8760,00		ч/год
Коэффициент использование оборуд.	0,031710		
Метан CH <sub>4</sub> , с/г	0,93301		доли/ед.
Углеводороды предельные C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с/г	0,0072		доли/ед.
Углеводороды предельные C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> , с/г	0,00002		доли/ед.
Сероводород H <sub>2</sub> S, с/г	0,01000		доли/ед.
Меркаптан RSH, с/г	0,00500		доли/ед.
Фланцевые соединения (ФС), п/г	8		шт.
Запорно-регулирующая арматура (ЗРА), п/г	4		шт.
Предохранительные клапаны (ПК), п/г	4		шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{nyj} \times n_i \times x_{nyi} \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyj</sub> – величина утечки потока i–го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n <sub>i</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i–го вида, (запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x <sub>nyj</sub> – доля уплотнений на потоке i–го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i–м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава газа (выделившийся газ)).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>	0,020988	кг/час	
утечки от ПК, g <sub>nyj</sub>	0,136008	кг/час	
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,03	доли/ед.	
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>	0,293	доли/ед.	
доля утечки ПК, x <sub>nyj</sub>	0,46	доли/ед.	
суммарная утечка от ФС, Y <sub>nyj</sub>	0,000048	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y <sub>nyj</sub>	0,006833	г/с	
суммарная утечка от ПК, Y <sub>nyj</sub>	0,069515	г/с	
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyCH4</sub></b>	<b>0,07127819</b>	<b>г/с</b>	<b>2,24782915</b> <b>м<sup>3</sup>/з</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyC1-C5</sub></b>	<b>0,00054784</b>	<b>г/с</b>	<b>0,01727654</b> <b>м<sup>3</sup>/з</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyC6-C10</sub></b>	<b>0,00000168</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00005300</b> <b>м<sup>3</sup>/з</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyH2S</sub></b>	<b>0,00076396</b>	<b>г/с</b>	<b>0,02409223</b> <b>м<sup>3</sup>/з</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>ny меркаптаны</sub></b>	<b>0,00038198</b>	<b>г/с</b>	<b>0,01204611</b> <b>м<sup>3</sup>/з</b>
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196</i>			

<b>Источник №7550-7551 Кондсатсборник</b>			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнении, фланцевых соединении и запорно-регулирующего арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Количество	2		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд	0,03170979		
Для нефти:			
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с <sub>ji</sub>	0,9994		доли/ед.
сероводород, с <sub>ji</sub>	0,0006		доли/ед.
Фланцы, шт; n <sub>j</sub>	6		шт.
ЗРА, шт; n <sub>j</sub>	4		шт.
предохранительный клапан, шт; n <sub>j</sub>	1		
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{nyj} \times n_i \times x_{nyi} \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyj</sub> – величина утечки потока i– го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n <sub>j</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i– го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x <sub>nyj</sub> – доля уплотнений на потоке i– го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i– м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
Для нефти:			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>	0,006588	кг/час	
утечки от ПК, g <sub>nyj</sub>	0,111024	кг/час	
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,02	доли/ед.	
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>	0,07	доли/ед.	
доля утечки ПК, x <sub>nyj</sub>	0,35	доли/ед.	
суммарная утечка от ФС, Y <sub>nyj</sub>	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y <sub>nyj</sub>	0,0005	г/с	
суммарная утечка от ПК, Y <sub>nyj</sub>	0,010794	г/с	
Для нефти:			
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyC1-C5</sub></b>	<b>0,01130921</b>	<b>г/с</b>	<b>0,35664726 м<sup>3</sup>/г</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyH2S</sub></b>	<b>0,00000679</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00021412 м<sup>3</sup>/г</b>
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196</i>			

Источник №7552 ГРПП			
Вредные вещества выбрасываются через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Местонахождение			
Количество	1		шт.
Время работы	8760,00		ч/год
Коэффициент использование оборуд.	0,031710		
Метан CH <sub>4</sub> , с/г	0,93301		доли/ед.
Углеводороды предельные C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с/г	0,0072		доли/ед.
Углеводороды предельные C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> , с/г	0,00002		доли/ед.
Сероводород H <sub>2</sub> S, с/г	0,01000		доли/ед.
Меркаптан RSH, с/г	0,00500		доли/ед.
Фланцевые соединения (ФС), п/г	6		шт.
Запорно-регулирующая арматура (ЗРА), п/г	3		шт.
Предохранительные клапаны (ПК), п/г	0		шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^i Y_{nyj} = \sum_{j=1}^i \sum_{m=1}^m g_{nyj} \times n_i \times x_{nyi} \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n <sub>j</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x <sub>nyj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава газа (выделившийся газ)).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>	0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>	0,020988	кг/час	
утечки от ПК, g <sub>nyj</sub>	0,136008	кг/час	
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>	0,03	доли/ед.	
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>	0,293	доли/ед.	
доля утечки ПК, x <sub>nyj</sub>	0,46	доли/ед.	
суммарная утечка от ФС, Y <sub>nyj</sub>	0,000036	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y <sub>nyj</sub>	0,005125	г/с	
суммарная утечка от ПК, Y <sub>nyj</sub>	0,000000	г/с	
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyCH4</sub></b>	<b>0,00481486</b>	<b>г/с</b>	<b>0,15184153</b> <b>м<sup>3</sup>/г</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyC1-C5</sub></b>	<b>0,00003701</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00116704</b> <b>м<sup>3</sup>/г</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyC6-C10</sub></b>	<b>0,00000011</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00000358</b> <b>м<sup>3</sup>/г</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyH2S</sub></b>	<b>0,00005161</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00162744</b> <b>м<sup>3</sup>/г</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>ny меркаптаны</sub></b>	<b>0,00002580</b>	<b>г/с</b>	<b>0,00081372</b> <b>м<sup>3</sup>/г</b>
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196</i>			

<b>Источник №7553-7559 Насос ПНН НВ-50/50 - 4 шт., НВ-125 - 2 шт., ЦНС-180/128 - 2 шт.</b>			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Количество		7	шт.
Общее время работы		8760	ч/год
Коэффициент использования оборуд		0,03170979	
Угледорода C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с <sub>ji</sub>		0,9994	доли/ед.
сероводород H <sub>2</sub> S, с <sub>ji</sub>		0,0006	доли/ед.
Фланцы , шт, п <sub>j</sub>		42	шт.
ЗРА, шт, п <sub>j</sub>		21	шт.
Сальник , шт, п <sub>j</sub>		7	шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{nyj} \times n_i \times x_{nyi} \times c_{ji}$			
Y <sub>nyj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>nyj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n <sub>j</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (запорно-регулирующей арматуры, фланцев, насосы);			
x <sub>nyj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>nyj</sub>		0,000288	кг/час
утечки от ЗРА, g <sub>nyj</sub>		0,006588	кг/час
утечки от СУ, g <sub>nyj</sub>		0,14	кг/час
доля утечки ФС, x <sub>nyj</sub>		0,02	доли/ед.
доля утечки ЗРА, x <sub>nyj</sub>		0,07	доли/ед.
доля утечки СУ, x <sub>nyj</sub>		0,226	доли/ед.
суммарная утечка от ФС, Y <sub>nyj</sub>		0,0000672	г/с
суммарная утечка от ЗРА, Y <sub>nyj</sub>		0,0027	г/с
суммарная утечка от СУ, Y <sub>nyj</sub>		0,061522	г/с
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub></b>		<b>0,06424095</b>	<b>г/с</b>
<b>валовые выбросы, Y<sub>nyH<sub>2</sub>S</sub></b>		<b>0,00003857</b>	<b>г/с</b>
			<b>2,02590274</b> <b>мг/с</b>
			<b>0,00121627</b> <b>мг/с</b>
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196</i>			

Источник №0323. ДЭС столовый новый 150кВт Power Set			
Местонахождение - м. Северный Жолдыбай. Марка - Power Set			
общая мощность, Vе		150 кВт;	В-категория
	n	1 шт.;	
	h	4 м;	
	d	0,2 м;	
Номинальный расход топлива		6,0 кг/ч;	26,352
Общий расход топлива		26,352 т/г;	
Общее время работы		4392 ч/г.	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:			
$G_{ог} \gg 8,72 \cdot 10^6 \cdot b_3 \cdot P_3$ ,			0,00785
$b_3$ - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;			
$P_3$ - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.			
Объемный расход отработавших газов ( $m^3/c$ ) определяется по формуле:			
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$ ,			0,022
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов ( $кг/м^3$ ) рассчитываемый по формуле:			
$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$ ,			0,359
где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],			
[6] можно принимать, $кг/м^3$ ;			1,31
$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.			723
Максимальный выброс i-ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:			
$e_i \cdot \text{Всек}$			
$M_{\text{сек}} = \frac{\dots}{3600}$ , т/сек			
где: $e_i$ - выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;			
$P_3$ - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве $P_3$ , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки ( $Ne$ );			
1/3600 - коэффициент пересчета «час» в «сек».			
Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:			
$e_i \cdot V_{\text{год}}$			
$M_{\text{год}} = \frac{\dots}{1000}$ , т/год			
где: $q_i$ - выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;			
$V_{\text{год}}$ - расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;			
1/1000 - коэффициент пересчета «кг» в «т».			
Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки			
Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок	Выбросы вещества	
		г/с	т/г
Оксида углерода	25	0,04166667	0,65880000
Оксид азота	39	0,06500000	1,02772800
Диоксид азота	30	0,05000000	0,79056000
Сернистый ангидрид	10	0,01666667	0,26352000
Углеводороды C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	12	0,02000000	0,31622400
Акролеин	1,2	0,00200000	0,03162240
Формальдегид	1,2	0,00200000	0,03162240
Сажа С	5	0,00833333	0,13176000
<i>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</i>			

**Приложение №2 – План-график**

ЭРА v4.0 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к  
контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов  
на существующее положение

Магат, Жолдыбай Северный ПР 700м

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность	Норматив допустимых выбросов		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	5	6	7	8	9
0001	Жолдыбай Северный	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)  Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0.90613333333  1.17797333333 0.15102222222 0.302044444445  0.75511111111  0.03624533333  0.03624533333 0.36245333333		Сторонняя организация на договорной основе	0004
0002	Жолдыбай Северный	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.13 0.169 0.02166666667 0.04333333333  0.10833333333  0.0052			

П л а н - г р а ф и к  
контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов  
на существующее положение

Макат, Жолдыбай Северный ПР 700м

1	2	3	5	6	7	8	9
0003	Жолдыбай Северный	Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)		0.0052 0.052  0.9061333333  1.17797333333 0.15102222222 0.30204444445  0.75511111111  0.03624533333  0.03624533333 0.36245333333			
6001	Жолдыбай Северный	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.03671			
6002	Жолдыбай Северный	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.29844			
6003	Жолдыбай Северный	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.000631			
6004	Жолдыбай Северный	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.1083			
6005	Жолдыбай Северный	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (		0.000018 0.0065			

ЭРА v4.0	Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"	Углеводороды предельные C12-C19 (в						
----------	--	------------------------------------	--	--	--	--	--	--

**П л а н - г р а ф и к**  
 контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов  
 на существующее положение

Магат, Жолдыбай Северный ПР 700м

1	2	3	5	6	7	8	9
6006	Жолдыбай Северный	пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274) Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) 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)		0.01092			
6007	Жолдыбай Северный	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		0.000018 0.0065			
6008	Жолдыбай Северный	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0139			
6009	Жолдыбай Северный	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0000002 0.00039			

ПРИМЕЧАНИЕ:

Методики проведения контроля:  
 0004 - Инструментальным методом.

П л а н - г р а ф и к  
контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов  
на существующее положение

Макаг, ПР С.Жолдыбай 2 вариант разработки 2025г

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность	Норматив допустимых выбросов		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	5	6	7	8	9
0129	БДН С.Жолдыбай	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ квартал	0.00239427	3.04847212	Сторонняя организация	0004
0134	БДН С.Жолдыбай	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.00038907	0.49537815		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.00004745	0.06041508		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01068872	13.6092692			
0134	БДН С.Жолдыбай	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.37267	167869.369			
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.48446667	218228.23			
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.06211111	27977.9775			
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.12422222	55955.955			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.31055556	139889.892			
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01490667	6714.71622			
		Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01490667	6714.71622			
0137	БДН С.Жолдыбай	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.14906667	67147.1486			
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003030459	272.768587			
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00049245	44.3249325			
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000186287	16.7675068			
		Углерод оксид (Окись углерода,	0.041957002	3776.50783			

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов  
 на существующее положение

Магат, ПР С.Жолдыбай 2 вариант разработки 2025г

1	2	3	5	6	7	8	9
0138	БДН С.Жолдыбай	Угарный газ) (584) Метан (727*) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.041957002 0.003029943 0.000492366 0.000186287 0.041416667	3776.50783 15.149715 2.46183 0.931435 207.083335		
0140	БДН С.Жолдыбай	Метан (727*) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.041416667 0.001309555 0.000212803 0.000025954 0.005846229	207.083335 238.100909 38.6914545 4.71890909 1062.95073		
0141	БДН С.Жолдыбай	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.00013 0.0843 0.03126 0.00041 0.00013	40.3726708 26180.1242 9708.07453 127.329193 40.3726708		
0260	БДН С.Жолдыбай	Метилбензол (349) Азотная кислота (5) Метилбензол (349) Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)		0.00026 0.00043333 0.01083333 0.02166667	80.7453416 433.33 10833.33 21666.67		
0261	БДН С.Жолдыбай	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый,		0.20066667 0.26086667 0.03344444 0.06688889	90390.3919 117507.509 15065.0631 30130.1306		

П л а н - г р а ф и к  
контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов  
на существующее положение

Магат, ПР С.Жолдыбай 2 вариант разработки 2025г

1	2	3	5	6	7	8	9
0266	БДН С.Жолдыбай	Сернистый газ, Сера (IV) оксид (516)		0.16722222	75325.3243		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.00802667	3615.61712		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.00802667	3615.61712		
		Формальдегид (Метаналь) (609)		0.08026667	36156.1577		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.0025416	1144.86486		
0282	БДН С.Жолдыбай	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.000413	186.036036		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.002118	954.054054		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.0211801	9540.58559		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.0005295	238.513514		
		Метан (727*)		0.012772426	387.043212		
0323	БДН С.Жолдыбай	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.002075519	62.8945152		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.000133353	4.041		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.057019758	1727.87145		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.05			
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.065			
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.00833			
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.01667			
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.04167			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.002			
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.002			
		Формальдегид (Метаналь) (609)		0.002			

П л а н - г р а ф и к  
контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов  
на существующее положение

Магат, ПР С.Жолдыбай 2 вариант разработки 2025г

1	2	3	5	6	7	8	9
0365	БДН С.Жолдыбай	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.02			
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) ( 4)		0.001259756	1259.756		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.00020471	204.71		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.000013153	13.153		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.005623909	5623.909		
6993	БДН С.Жолдыбай	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)		0.0013			
		Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) ( 327)		0.00011			
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) ( Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.00018			
		Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.00162			
		Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0.00009			
		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		0.0004			
				0.00017			

П л а н - г р а ф и к  
 контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов  
 на существующее положение

Магат, ПР С.Жолдыбай 2 вариант разработки 2025г

1	2	3	5	6	7	8	9
6994	БДН С.Жолдыбай	месторождений) (494) Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274) Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.02025			
				0.00030556			
				0.0140162			
				0.01375			
6995	БДН С.Жолдыбай	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00001			
				0.01063			
7025	БДН С.Жолдыбай	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00001			
				0.01063			
7055	БДН С.Жолдыбай	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00004			
				0.0726			
7058	БДН С.Жолдыбай	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0000005			
				0.00079			
7061	БДН С.Жолдыбай	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Метан (727*) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)		0.0000382			
				0.0541564			
				0.041732			
				0.0000025			
				0.000024			
7063	БДН С.Жолдыбай	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Метан (727*) Смесь углеводородов предельных C1-C5		0.0002598			
				0.0242394			
				0.0001863			

П л а н - г р а ф и к  
контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов  
на существующее положение

Макад, ПР С.Жолдыбай 2 вариант разработки 2025г

1	2	3	5	6	7	8	9
7065	БДН С.Жолдыбай	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)		0.0000006			
		Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)		0.0001299			
7066	БДН С.Жолдыбай	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.0000002			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)		0.0003937			
7067	БДН С.Жолдыбай	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.0000002			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)		0.0002624			
7072	БДН С.Жолдыбай	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.00004912			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)		0.081813			
7546	БДН С.Жолдыбай	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.0000003			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)		0.0005249			
7549	БДН С.Жолдыбай	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.0000003			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)		0.0005249			
7550	БДН С.Жолдыбай	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.0007639596			
		Метан (727*)		0.0712781946			
7552	БДН С.Жолдыбай	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)		0.0005478354			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)		0.0000016807			
7552	БДН С.Жолдыбай	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)		0.0003819798			
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.0000068			
7552	БДН С.Жолдыбай	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)		0.0113092			
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.0000516057			
		Метан (727*)		0.0048148634			

П л а н - г р а ф и к  
контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов  
на существующее положение

Магат, ПР С.Жолдыбай 2 вариант разработки 2025г

1	2	3	5	6	7	8	9
7553	БДН С.Жолдыбай	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)		0.0000370064			
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)		0.0000001135			
		Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)		0.0000258029			
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.0000386			
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)		0.064241			

ПРИМЕЧАНИЕ:

Методики проведения контроля:  
0004 - Инструментальным методом.

## Приложение №3 - Заключение СЭС на Проект обоснование СЗЗ

Нысанның БҚСЖ бойынша коды Код формы по ОКУД	
КҰЖЖ бойынша ұйым коды Код организации по ОКПО	
Қазақстан Республикасы Денсаулық сақтау министрлігі Министерство здравоохранения Республики Казахстан	
Мемлекеттік органының атауы Наименование государственного органа "Қазақстан Республикасының Денсаулық сақтау министрлігі Санитариялық-эпидемиологиялық бақылау комитеті Атырау облысының санитариялық-эпидемиологиялық бақылау департаменті" республикалық мемлекеттік мекемесі республиканское государственное учреждение "Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Атырауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан"	

**Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды  
Санитарно-эпидемиологическое заключение**  
 № Е.07.Х.КZ57VBZ00037438  
 Дата: 22.09.2022 ж. (г.)

1. Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау (Санитарно-эпидемиологическая экспертиза)  
**Проект установления санитарно-защитной зоны (окончательная СЗЗ) по площадке НГДУ «Доссормунайгаз» АО «Эмбаунайгаз».**

(«Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» 2020 жылғы 7 шілдедегі Қазақстан Республикасы Кодекстың 20-бабы секісін санитариялық-эпидемиологиялық сараптама жүргізілетін объектінің толық аты) (полное наименование объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы, в соответствии со статьей 20 Кодекса Республики Казахстан от 7 июля 2020 года «О здоровье народа и системе здравоохранения»)

Жүргізілді (Проведена) **Заявление от 16.09.2022 16:53:13 № KZ80RLS00085122**

өтініш, ұйғарым, құрыл бойынша, жоспарлы және басқа да түрде (күні, мейірі)  
 по обращению, предписанию, постановлению, плану и другим (дата, номер)

2. Тапсырыс (өтініш) беруші (Заказчик)(заявитель) **Акционерное общество "Эмбаунайгаз", Атырауская область Мақатский район**

Шаруашылық жүргізуші субъектінің толық аты, мекен-жайы, телефоны, жетекшісінің тегі, аты, өксісінің аты, қолы.  
 (полное наименование хозяйствующего субъекта (принадлежность), адрес/месторасположение объекта, телефон, Фамилия, имя, отчество руководителя)

3. Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау жүргізілетін нысанның қолданылу аумағы (Область применения объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы)

**добыча сырой нефти и попутного нефтяного газа на месторождениях сала, қайраткерлік ортасы, орналасқан орны, мекен-жайы (вид деятельности)**

4. Жобалар, материалдар дайындалды (Проекты, материалы разработаны (подготовлены) **ТОО «КазПрогресс-СтройСервис»**

5. Ұсынылған құжаттар (Представленные документы) **Заявление, Проект установления санитарно-защитной зоны (окончательная СЗЗ) по площадке НГДУ «Доссормунайгаз» АО «Эмбаунайгаз».**

6. Өнімнің үлгілері ұсынылды (Представлены образцы продукции) -

7. Басқа ұйымдардың сараптау қорытындысы (егер болса) (Экспертное заключение других организации если имеются)

=  
 Қорытынды берген ұйымның атауы (наименование организации выдавшей заключение)

8. Сараптама жүргізілетін нысанның толық санитариялық-гигиеналық сипаттамасы мен оған берілетін баға (қызметке, үрдіске, жағдайға, технологияға, өндіріске, өнімге) (Полная санитарно-гигиеническая характеристика и оценка объекта экспертизы (услуг, процессов, условий, технологий, производств, продукции)

Замечания, отмеченные № KZ94VBZ00035899 от 14.07.2022 г. Устранены, проект дополнен.  
 Компания АО «Эмбаунайгаз» имеет в своем структурном подразделении нефтегазодобывающее управление НГДУ «Доссормунайгаз» расположенное в Атырауской области, Мақатский район.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7-бабы, 1-тармағына сәйкес қалға бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат [www.eis.gov.kz](http://www.eis.gov.kz) порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын [www.eis.gov.kz](http://www.eis.gov.kz) порталында тексері аласыз. Дәлелді документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале [www.eis.gov.kz](http://www.eis.gov.kz). Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале [www.eis.gov.kz](http://www.eis.gov.kz).





6189 Отстойник ОГ-200  
 6190 Отстойник ОПФ-3000  
 6191-6192 Насосы для нефти  
 6196 Сварочный пост с САГом  
 6198 Пост газорезки  
 6199-6200 Счетчик замера газа  
 7162 Счетчик замера нефти  
 7267 Пост газорезки

Размер санитарно-защитной зоны и класс опасности для всех промышленных площадок АО «Эмбаунайгаз» устанавливается в соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» утвержденными Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2.

Размер санитарно-защитной зоны для площадок НГДУ «Доссормунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» составляет 1000 м на всех месторождениях, в соответствии с Приложением 1, раздел 3, пункт 11, подпункт 3 как производства по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 тонн в сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов и относится к 1 классу опасности.

По результатам рассеивания (приложение 5), было проведено рассеивание загрязняющих веществ в атмосферу с учетом полной нагрузки оборудования. Расчет был проведен автоматически по программному комплексу УПРЗА "ЭРА" v2.0 фирмы НПП "Логос-Плюс", Новосибирск. По результатам рассеивания проектом обоснования была обоснована СЗЗ в 1000 метров как приемлемая для данного вида производства. Результаты рассеивания сведены в таблицу. Данное рассеивание проведено без учета фона, так как в месте расположения месторождений посты наблюдения находятся в отдалении от всех месторождений. Для показателя фона приняты натуральные исследования, которые показывают результаты с включением фоновых концентраций (общий фон).

Максимальные значения приземных концентрации по всем веществам не достигают границы СЗЗ предприятия, согласно результатам расчета рассеивания и рассеиваются на расстоянии от 5 до 458,9 метров. Зона распространения максимальных концентраций загрязняющих веществ ограничивается расстоянием до 458,9 м.

Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ для промплощадок НГДУ показал, что уровень загрязнения за пределами промышленной площадки составил менее 1 ПДК.

По условиям самоочищения атмосферы от промышленных выбросов - это относительно благоприятный район. Дополнительный вклад по созданию условий самоочищения атмосферы в приземном слое вносят такие климатические факторы, как осадки, метели, грозы и град. Большие скорости ветра, практически отсутствие штелей в течение всего года создают условия для быстрого рассеивания вредных промышленных выбросов в приземном слое.

Загрязнения атмосферного воздуха сопредельных территорий в результате трансграничного переноса воздушных масс, содержащих вредные выбросы, не прогнозируется.

Для подтверждения окончательной (установленной) СЗЗ необходимы натуральные измерения выбросов загрязняющих веществ в течении не менее года. Компанией ежеквартально проводятся замеры на границе СЗЗ для подтверждения отсутствия превышений, установленных ПДК по атмосфере. Для лучшего результата использованы замеры за 2021 гг.

Замеры выбросов на промышленной площадке проводили аккредитованная лаборатория экологических исследований и мониторинга АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» (Аттестат аккредитации КЗ.Т.06.1755 от 29.06.2016г)

Замеры проводятся согласно разработанной программе производственного экологического контроля. Результаты измерений за 2021-2022 года собраны в единую таблицу.

По результатам натуральных годовых измерений видно, что превышений норм ПДК не по одному из ингредиентов на границе СЗЗ не обнаружено. Соответственно на границе жилой зоны концентрации также являются в пределах нормы или равно нулю. В Приложении 4 приведены протоколы измерений за 2021-2022 года.

Технологические процессы могут являться источниками сильного шумового воздействия на здоровье людей, непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а так же на флору и фауну. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Особенно сильный шум создается при работе компрессоров, насосов, транспорта и другой техники.

Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 дБ при каждом двукратном увеличении расстояния. При удалении от источника до двухсот метров происходит быстрое затухание шума.



На территории предприятия источниками шума служат:

- ь технологическое оборудование
- ь транспортные средства

Проектом обоснования проводился замер по уровню шума и показал допустимые показатели на границе СЗЗ.

Результаты измерений уровней шума и вибрации

Согласно данным протоколов проведенных измерений шума и вибрации, проведенной совместно с испытательной лабораторией ТОО «ГИДРОЭКОРЕСУРС-Л» получены результаты которые показали отсутствие превышений на границах СЗЗ.

Оценка риска для здоровья населения проводилась по программному комплексу ПК «ЭРА-риски», которая содержит в себе:

- оценку вероятности развития дополнительных неблагоприятных для здоровья эффектов в результате реального или потенциального загрязнения атмосферного воздуха:
- риск неканцерогенных эффектов острых и хронических воздействий
- индекс опасности воздействия неканцерогенных эффектов на критический орган;
- риск канцерогенных эффектов при одновременном воздействии нескольких химических веществ;
- индивидуальные и популяционные риски.

Данная программа включает в себя все 4 этапа оценки риска. Расчет производится на основании максимальных валовых выбросов от источников загрязнения атмосферы расположенных на территории компании. Для расчета приняты все источники выбросов, которые работают одновременно. Уровень воздействия на границе СЗЗ.

В ниже приведенной таблице предоставлен перечень загрязняющих веществ, учитывающих в расчете по оценке риска с учетом оценки доли выбросов ЗВ в общем по предприятию.

Для сохранения здоровья населения и исключения влияния выбросов от производства, были приняты всесторонние меры и мероприятия. А именно:

- использование новейшего оборудования, своевременный ремонт.
- для исключения прямого загрязнения почвы исключение проливов, а также ремонт и заправка производится в специально отведенных местах, территория по возможности имеет твердое покрытие (бетонированное)
- производственные цеха снабжены усиленными установками циркуляции воздуха
- рабочий персонал снабжен наушниками - берушами и масками
- проводится медосмотр персонала
- проводится замеры ОС с анализом о возможных превышениях или увеличениях концентрации.

**Выводы оценки риска:**

Расчитанные коэффициенты опасности (НҚ) для загрязняющих химических веществ от источников НГДУ «Доссормунайгаз» не превышают единицу и характеризуют риск как пренебрежимо малый, не отличающийся от обычных, повседневных рисков во всех исследуемых точках как на границе, предлагаемой СЗЗ.

#### 6. ПОЛНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ГРАНИЦ СЗЗ

Согласно, санитарных правил приложению 1 к «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 - Размер санитарно-защитной зоны для месторождения составляет не менее 1000 м, в соответствии с Приложением 1, раздел 3, пункт 11, подпункт 3 как производство по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 тонн в сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов.

Результаты исследования всех факторов

В ходе разработки проекта СЗЗ были рассмотрены все аспекты влияния производства на сферы окружающей среды и население. Ближайшие жилые массивы расположены на расстоянии от 2 км и более от границ крайнего источника. В виду отдаленности водных ресурсов рассмотрение влияние на них является не целесообразным, так как по всем параметрам выбросы на границе СЗЗ (1000 м) значительно ниже установленной нормы, что дает нам право, считать что концентрация загрязняющих химических и физических загрязнений от производства на участке водной зоны будет равно нулю.

Атмосфера - по результатам рассеивания и натуральных исследований отчетливо видно, что превышений ПДК на границах СЗЗ нет, соответственно влияние на ЖЗ считается как допустимое

Почва - больше подвержена воздействиям от деятельности месторождений, в обрделенные периоды проводится очистка территории и контроль за изменением состава почвенного покрова.

Физические факторы - физические факторы в основном шум и вибрация, негативно сказываются на здоровье, вызывают нервное истощение. Еже квартално проверяются уровни шума и вибрации и результаты показывают, что превышений уровня ПДУ на местах производства в пределах нормы, к тому же данные факторы кратковременны и персонал снабжен наушниками для еще большего сокращения



уровня шумового воздействия.

Оценка риска на здоровье населения

По результатам рассеивания видно что даже на границе СЗЗ (1000м) отсутствуют пороговые превышения уровня негативного влияния. Что доказывает, что ближайшее месторождение не оказывает сильного негативного влияния на население. Тем более сильные ветра частые в данном регионе способствуют быстрому рассеиванию веществ.

**Вывод**

С учетом всех факторов влияния на здоровье населения, а также на рабочий персонал, можно сделать вывод, что производственный процесс с учетом максимальной нагрузки на источники окажет допустимое влияние, которое не будет оказывать негативного воздействия на здоровье жилой зоны. Изучив все воздействия которые могут влиять на изменение СЗЗ, можно сделать вывод, что граница СЗЗ в 1000 метров является приемлемой для данных участков.

Для установления окончательной СЗЗ были проведены годичные измерения загрязняющих веществ в атмосферу на границах СЗЗ. По результатам замеров видно, что превышений норм ПДВ и ПДУ не обнаружено, в связи с чем можно принять СЗЗ с размером 1000 метров как окончательную. На основании выше сказанного окончательная СЗЗ для участков, с учетом всех измерений и расчетов рассеивания принято с размером 1000 метров. Предприятие относится к I классу опасности согласно СП.

## 7. АНАЛИЗ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ

Для объектов НГДУ «Доссормунайгаз» источниками хоз-питьевого водоснабжения являются:

- Вода питьевого качества, предоставляемая согласно договору, с КТП «Атырау су арнасы».
- Волжская вода из водовода «Астрахань-Мангышлак» - вода технического качества, предоставляемая согласно договору, с ТОО «Магистральный водовод».

Вода питьевого качества, предоставляемая по договорам, используется на покрытие хозяйственно-питьевых нужд персонала в административных и производственных зданиях, объектах социально-бытового назначения (общежития, столовые, прачечная, медицинские пункты).

Для сбора и отвода, образующихся бытовых сточных вод на объектах НГДУ «Доссормунайгаз» от санитарных приборов, установленных в бытовых помещениях, вахтовых поселков, столовой, предусмотрена бытовая канализация.

Основной объем бытовых сточных вод от объектов НГДУ «Доссормунайгаз» проходят биологическую очистку на собственных очистных сооружениях, расположенных на ВП м/р «Ботакан» и ВП м/р «Восточный Макат».

Очистка бытовых сточных вод на вахтовом поселке месторождения «Ботакан» осуществляется на комплексной установке биологической очистки сточных вод БЛОС-30, производительностью 30,0 м<sup>3</sup>/сут. Затем очищенные бытовые сточные воды поступают по напорному коллектору, диаметром 50 мм, в приемник сточных вод.

Часть стоков (ЖБО) с объектов НГДУ вывозится ассенизационными машинами согласно договору.

На месторождениях НГДУ «Доссормунайгаз» осуществляет раздельный сбор образующихся отходов. Сбор и накопление отходов производится в специально оборудованных местах (площадках) и предназначенных для сбора и накопления различного вида контейнерах.

Идентификация отходов является третьим этапом технологического цикла отходов. Идентификация образующихся отходов на производственных объектах НГДУ «Доссормунайгаз» осуществлялась на основе проведенных исследований химического состава отходов.

Состав отходов определялся методами физического, физико-химического анализа и на основании первичного сырья, из которого образовались отходы, и технологических режимов, которым подвергалось это сырье. Количественный состав каждого компонента в общей массе отходов выражается в мг/кг. Для определения качественного и количественного состава и класса опасности отходов проводился отбор проб. Для выполнения данных видов работ привлекались специализированные организации.

К количественной оценке экологической безопасности отходов применялся вероятностный подход.

Мерой вероятности вредного воздействия отдельных компонентов отходов служили их физико-химические, а также санитарно-эпидемиологические параметры для каждого отдельно взятого компонента отходов. Данные по указанным параметрам определялись из официально изданных справочников.

### 7.1. Анализ текущего состояния управления отходами на предприятии

Основной производственной деятельностью АО «Эмбаунайгаз» на Контрактной территории является добыча углеводородов.

Производственная деятельность Компании, так или иначе, оказывает антропогенное воздействие на компоненты природной среды, в том числе и образованием определенных видов отходов.

Билл қаржы ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық қаржы және электрондық сақдау қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қарап бақылауға алынған тап.  
Электрондық қаржы [www.ebyss.kz](http://www.ebyss.kz) порталында құрылған. Электрондық қаржы түпнұсқасын [www.ebyss.kz](http://www.ebyss.kz) порталында тексеру алыңыз.  
Дәлелді документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» размещенный документу на официальном портале. Электронный документ оформляем на портале [www.ebyss.kz](http://www.ebyss.kz). Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале [www.ebyss.kz](http://www.ebyss.kz).



Согласно статье 317 ЭК РК, под отходами понимаются любые вещества, материалы или предметы, образовавшиеся в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления (в том числе товары, утратившие свои потребительские свойства), которые их владелец прямо признает отходами либо должен направить на удаление или восстановление в силу требований закона или намеревается подвергнуть, либо подвергает операциям по удалению или восстановлению. Основной операцией по управлению отходами является их накопление (временное складирование) в специально установленных местах.

Под накоплением отходов понимается временное складирование отходов в специально установленных местах в течение сроков, указанных в пункте 2 статьи 320, осуществляемое в процессе образования отходов или дальнейшего управления ими до момента их окончательного восстановления или удаления. В соответствии с пунктом 2 статьи 320 ЭК РК, места накопления отходов предназначены для:

- 1) временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;
- 2) временного складирования неопасных отходов в процессе их сбора (в контейнерах, на перевалочных и сортировочных станциях), на срок не более трех месяцев до даты их вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;
- 3) временного складирования отходов на объекте, где данные отходы будут подвергнуты операциям по удалению или восстановлению, на срок не более шести месяцев до направления их на восстановление или удаление.

Временное складирование отходов Компании производится строго в специализированных местах, в емкостях и на специализированных площадках, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

С мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензий.

В таблице №8.1-1 приведена оценка текущего состояния управления отходами.

Код отходов, обозначенный знаком (\*) в таблице классифицируется, как опасный отход в соответствии с классификатором отходов, утвержденный приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.

В таблице №8.1-2 представлена динамика накопления отходов за 2019-2021 годы, транспортирование, утилизация накопленных отходов.

## 9.2 Мероприятия по исключению аварийных и чрезвычайных ситуаций

### Характеристика залповых выбросов

Согласно технологическому регламенту, с целью обеспечения выполнения требований безопасности по ведению технологического процесса на предприятии предусмотрены регламентные залповые выбросы через свечу, предназначенных для выброса в атмосферный воздух газа, выпускаемого из газопроводов печей на случай проведения плановых ремонтов и предотвращения аварийных ситуаций.

Залповые выбросы, как сравнительно непродолжительные и обычно во много раз превышающие по мощности средние выбросы, присущи многим производствам. Их наличие предусматривается технологическим регламентом и обусловлено проведением отдельных (специфических) стадий определенных технологических процессов.

В каждом из случаев залповые выбросы - это необходимая на современном этапе развития технологии составная часть (стадия) того или иного технологического процесса (производства), выполняемая, как правило, с заданной периодичностью (регулярностью).

В целом ряде случаев фиксируемые при этом уровни загрязнения воздуха отдельными примесями превышают действующие критерии качества атмосферного воздуха. В этих случаях требуемое качество атмосферного воздуха может быть обеспечено за счет уменьшения количества отходящих веществ во время залповых выбросов от отдельных источников данного предприятия и мероприятий организационного характера, проводимых в масштабе предприятия. Например, изменение графика работы таким образом, чтобы технологические операции с большими выбросами выполнялись в разное время. В частности, для снижения концентрации загрязняющих веществ до ПДК, при возможности организованного управления стадиями технологического процесса (режима работы оборудования), может назначаться специальное время, когда все или большинство из нормально функционирующих источников выбросов (машин и оборудования) данного предприятия имеют перерыв в работе (с момента окончания одного рабочего дня до начала другого) и в течение которого допускаются залповые выбросы.

Проведение залповых выбросов в специально выделенное для этого время иногда позволяет обеспечить непревышение критериев качества атмосферного воздуха. В этом случае установление нормативов ПДВ для таких залповых источников выбросов и всех других источников производится обычным образом, на основании расчетов загрязнения атмосферного воздуха для предприятия в целом на основе многовариантных расчетов. Регламентные залповые выбросы возможны при проверке работоспособности предохранительных клапанов (залповый выброс), из блока редуцирования давления



при ремонте-осмотре регуляторов давления (залповый выброс), при аварийных утечках из запорной арматуры или технологического оборудования при их неисправностях; при ремонтных работах на обвязке и технологическом оборудовании (стравливание, продувка газа в атмосферу). Данные виды работ проводятся по мере необходимости. Для этого на промплощадках НГДУ предусмотрены продувочные свечи на линиях газопроводов технологических печей и котлов. При выбросе газа из свечей в атмосферу выделяется метан, сероводород и меркаптан (СМП).

#### 9.1 Мероприятие по благоустройству

##### Озеленение

Основными и главными природоохранными мероприятиями для улучшения состояния воздушного бассейна на производственной базе, является озеленение. Даже сравнительно небольшие участки насаждений, снижают в летнее время запыленность на своей территории на 30-40%. Зеленые насаждения улучшают электро-гигиенические свойства атмосферы, ионный режим атмосферного воздуха.

Рядовая посадка по периметру участка является надежной защитой от пыли, песка, способствует очищению загрязненного воздуха и благотворно воздействует на здоровье и самочувствие человека. На формирование микроклимата сильное влияние оказывает солнечная радиация. Под пологом зеленых ветвей ее интенсивность значительно ниже, чем на незащищенных местах. При горизонтальной сомкнутости зеленых крон, равной 1,0, а под их пологом проникает менее 10% солнечной радиации. Уменьшение сомкнутости полога только на 0,01, увеличивает радиацию на 6-10%.

Зеленые насаждения фильтруют, задерживают, и поглощают часть звуковой энергии. Звуковая волна, эластичности и смещения листьев отражаясь от разной ориентации, теряет свою энергию за счет. Поэтому шум в помещениях перед которыми расположены деревья, значительно меньше, чем в помещениях, не защищенных деревьями.

На основании п 5 пп 50 СП № КР ДСМ-2 от 11.01.2022 г. «Озеленение СЗЗ для предприятий 1 класса опасности - не менее 40 % ее территории с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки. При невозможности выполнения указанного удельного веса озеленения площади СЗЗ (при плотной застройке объектами, а также при расположении объекта на удалении от населенных пунктов, в пустынной и полупустынной местности), допускается озеленение свободных от застройки территорий и территорий ближайших населенных пунктов, по согласованию с местными исполнительными органами, с обязательным обоснованием в проекте СЗЗ Существующее озеленение составляет не более 29321 м<sup>2</sup>. В виду того, что участки располагаются в пустынной зоне и вдали от жилых районов, рассматривается дополнительный вариант озеленения близлежащих поселков и города после выделения территорий отведенных под озеленение.

Планируется использовать деревья и кустарники, приспособленные к местному климату.

Озеленение будет проводиться за счет собственных средств по заданию местных исполнительных органов. Предоставление карт, схем и графика благоустройства территорий не является возможным, в виду того, что озеленение будет проводиться вне территории СЗЗ на отведенных участках и объемах по договоренности с поселковыми, областными и городскими акиматами. Имеется меморандум прикрепленный в приложении 6

9. Құрылыс салуға бөлінген жер учаскесінің қайта жанартылатын нысанның сипаттамасы (өлшемдері, ауданы, топырағының түрі, учаскенің бұрын пайдаланылуы, жерасты суларының түру биіктігі, батпақтану, желдің басымды бағыттары, санитариялық-қорғау аумағының өлшемдері, сумен, канализациямен, жылумен қамтамасыз ету мүмкіндігі және қоршаған орта мен халық денсаулығына тигізер әсері, дүние тараптары бойынша бағыты)

(Характеристика земельного участка под строительство, объекта реконструкции; размеры, площади, вид грунта, использование участка в прошлом, высота стояния грунтовых вод, наличие заболоченности, господствующие направления ветров, размеры санитарно-защитной зоны, возможность водоснабжения, канализования, теплоснабжения и влияния на окружающую среду и здоровье населения, ориентация по сторонам света;)

Бұл құжат КР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қалға бетіндегі заңмен тиіс. Электрондық құжат [www.ebis.kz](http://www.ebis.kz) порталында жарыққа. Электрондық құжат түсірілгенде [www.ebis.kz](http://www.ebis.kz) порталында тиісінше кірісі.

Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» размещен документу на официальном портале. Электронный документ оформлялся на портале [www.ebis.kz](http://www.ebis.kz). Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале [www.ebis.kz](http://www.ebis.kz).



10. Зертханалық және зертханалық-аспаптық зерттеулер мен сынақтардың хаттамалары, сонымен қатар бас жоспардың, сызбалардың, суреттердің көшірмелері  
(Протоколы лабораторных и лабораторно-инструментальных исследований и испытаний, а также выкопировки из генеральных планов, чертежей, фото)  
**Протокол испытаний на АВ от 22.02.2021 г.; 22.04.2021г.; 22.07.2022г.; 10.11.2021 г**

11. ИСК-мен жұмыс істеуге рұқсат етіледі (разрешаются работы с ИИИ)

ИСК түрі және сипаттамасы (вид и характеристика ИИИ)	Жұмыстар түрі және сипаттамасы (Вид и характер работ)	Жұмыстар жүргізу орны (Место проведения работ)	Шектеу жағдайлары (Ограничительные условия)
1	2	3	4
I. Ашық ИСК-мен жұмыстар (работы с открытыми ИИИ)	Не требуется		
II. Жабық ИСК-мен жұмыстар (Работы с закрытыми ИИИ)	-		
III. Сәуле өндіретін құрылғылармен жұмыстар (Работы с устройствами, генерирующими излучение)	-	Не требуется	
IV. ИСК-мен басқа жұмыстар (другие работы с ИИИ)			

**Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды  
Санитарно-эпидемиологическое заключение**

**Проект установления санитарно-защитной зоны (окончательная СЗЗ) по площадке НГДУ «Доссормунайгаз» АО «Эмбаунайгаз».**

(ғылыми, шаруашылық жүргізуші субъектінің (кәсіп-кәсіп) пайдалануға берілетін немесе қайта жаратылған ғылымдармен, жобалық құжаттармен, біріншік ортасы факторларымен, шаруашылық және басқа жұмыстармен, өніммен, қызметтердің, автокөліктердің және т.б. толық алуы)  
(полное наименование объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы, в соответствии с пунктом 8 статьи 62 Кодекса Республики Казахстан от 18 сентября 2009 года «О здоровье народа и системе здравоохранения»).

(санитариялық-эпидемиологиялық сараптама негізінде) (на основании санитарно-эпидемиологической экспертизы)  
**СП «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2**

Санитариялық қағидалар мен гигиеналық нормативтерге (санитарным правилам и гигиеническим нормативам) сай **сай (соответствует)**

Ұсыныстар (Предложения):

«Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» Қазақстан Республикасы Кодекстің негізінде осы санитариялық-эпидемиологиялық қорытындының міндетті күші бар.  
На основании Кодекса Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» настоящее санитарно-эпидемиологическое заключение имеет обязательную силу

"Қазақстан Республикасының Денсаулық сақтау министрлігі Санитариялық-эпидемиологиялық бақылау комитеті Атырау облысының санитариялық-эпидемиологиялық бақылау департаменті" республикалық мемлекеттік мекемесі

Атырау Қ.Ә., көшесі Гурьев, № 7А үй

Мемлекеттік санитариялық Бас дәрігері, қолы (орынбасар)

республиканское государственное учреждение "Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Атырауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан"

Атырау Г.А., улица Гурьев, дом № 7А

(Главный государственный санитарный врач (заместитель))

**Ганауоя Мадениет Рашидович**

тегі, аты, әкесінің аты, қолы (фамилия, имя, отчество, подпись)

Бұл құжат КР 2003 жылдың 7 қытарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қалға бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат [www.e-gov.kz](http://www.e-gov.kz) порталында құрылған. Электрондық құжат тұтынушысы [www.e-gov.kz](http://www.e-gov.kz) порталында тексері аласыз. Дәлелді документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале [www.e-gov.kz](http://www.e-gov.kz). Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале [www.e-gov.kz](http://www.e-gov.kz).



Приложение №4 - Справка РГП «Казгидромет»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ  
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ  
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ  
«Казгидромет» шаруашылық жүргізу  
құқығындағы Республикалық  
мемлекеттік кәсіпорнның  
Атырау облысы бойынша филиалы



МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ  
И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН  
Филиал Республиканского  
государственного предприятия на  
праве хозяйственного ведения  
«Казгидромет» по Атырауской области

060011, Атырау қаласы, Т.Бигельдинов көшесі 10А  
тел./факс: 8/7122/ 52-20-96  
e-mail:info\_atr@meteo.kz

060011, город Атырау, ул. Т.Бигельдинова 10А  
тел./факс: 8/7122/ 52-20-96  
e-mail:info\_atr@meteo.kz

24-05-5/154  
1E5249A8ACB54699  
11.03.2025

**Заместителю директора филиала  
по производству  
ТОО «КМГ Инжиниринг»  
Шагильбаеву А.Ж.**

Филиал РГП «Казгидромет» по Атырауской области на Ваш запрос от 21.02.2025г. за №2105/252 предоставляет гидрометеорологическую информацию за 2024г. по данным наблюдений МС Кульсары Жылыойского района, МС Махамбет Махамбетского района, МС Ганюшкино, МС Новый Уштаган Курмангазинского района, МС Индерборский Индерского района, МС Сагиз, МС Карабау Кызылкогинского района, АМС Макат Макатского района и АМС Исатай Исатайского района, МС Пешной Дамбинского сельского округа Атырауской области.

Приложение: 21 лист.

**Директор филиала**

**Туленов С.Д.**

*Исп.: Зевакина А.  
т-фон 8(7122)52-21-91*

<https://seddoc.kazhydromet.kz/fGyWtX>



**Метеорологическая информация за 2024г. по данным наблюдениям  
АМС Магат Магатского района Атырауской области.**

1.	Средняя максимальная температура наружного воздуха самого жаркого месяца (июль) ° С	+35,1
2.	Средняя минимальная температура наружного воздуха самого холодного месяца (январь) ° С	-11,1
3.	Абсолютный максимум скорости ветра при порыве м/сек	26

**4. Среднемесячная и годовая температура воздуха в °С.**

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-7,7	-4,3	1,8	16,8	16,8	26,7	27,7	25,4	19,1	10,1	2,2	-3,7	10,9

**5. Среднемесячная и годовая скорость ветра м/сек.**

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
5,9	5,7	5,5	5,5	4,5	5,1	5,0	4,4	5,2	4,8	5,4	5,1	5,2

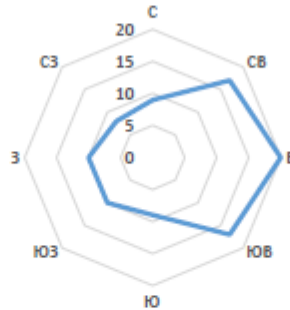
**6. Количество осадков мм, по месяцам, за год и по сезонам.**

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год	Сезон	
													XI-III	IV-X
9,9	14,9	17,3	5,1	42,7	10,5	7,4	16,4	5,9	22,4	25,5	11,0	189,0	78,6	110,4

**7. Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, % за 1 квартал 2024г.**

<b>С</b>	<b>СВ</b>	<b>В</b>	<b>ЮВ</b>	<b>Ю</b>	<b>ЮЗ</b>	<b>З</b>	<b>СЗ</b>	<b>Штиль</b>
9	17	20	17	9	10	10	8	0

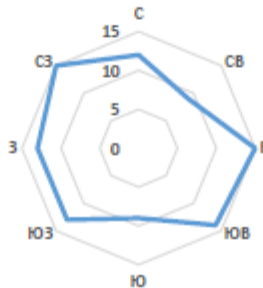
**8. Роза ветров**

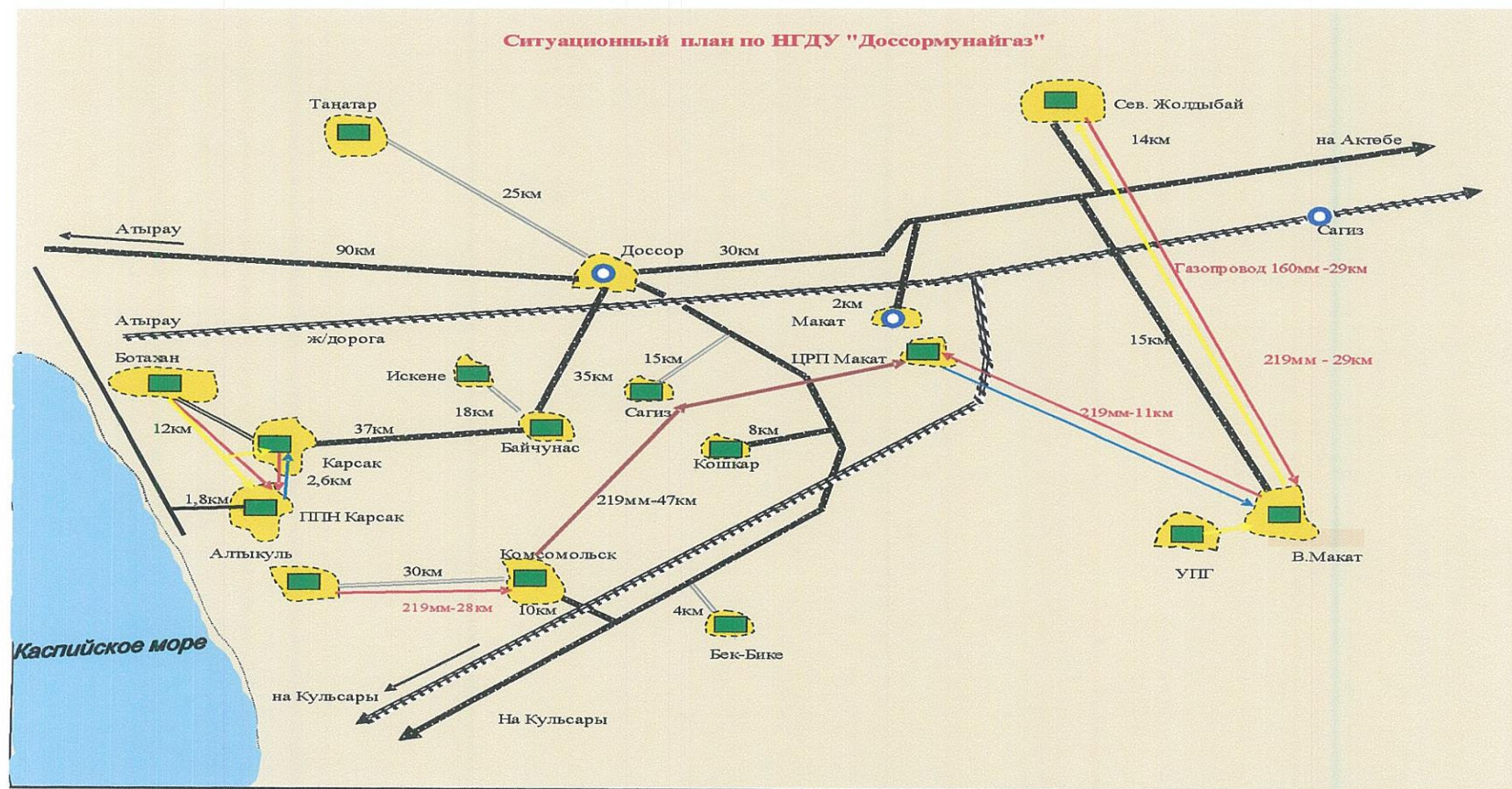


**9. Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, % за 2 квартал 2024г.**











<b>С</b>	<b>СВ</b>	<b>В</b>	<b>ЮВ</b>	<b>Ю</b>	<b>ЮЗ</b>	<b>З</b>	<b>СЗ</b>	<b>Штиль</b>
12	9	15	14	9	13	13	15	0

**10. Роза ветров**





**Условные обозначения:**

	нефтепровод:		железная дорога		сборный пункт.
	водопровод:		автодорога		населенные пункты:
	газопровод:		асфальт		нефтепровод КазТрансОйл
					нефтепровод Атырау-Самара

Приложение №6 - Государственная лицензия

21033550



**ЛИЦЕНЗИЯ**

15.12.2021 года

02354P

**Выдана** **Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"**  
 Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Динмухамед Конаев, здание № 8  
 БИН: 140340010451  
 (полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

**на занятии** **Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды**  
 (наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Особые условия**  
 (в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Примечание** **Неотчуждаемая, класс 1**  
 (отчуждаемость, класс разрешения)

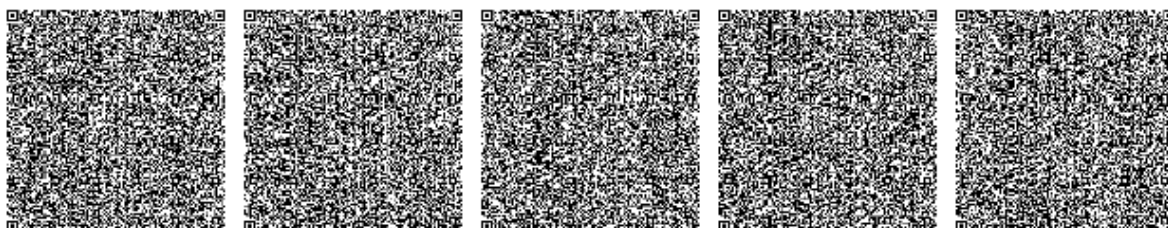
**Лицензиар** **Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.**  
 (полное наименование лицензиара)

**Руководитель (уполномоченное лицо)** **Абдуалиев Айдар Сейсенбекович**  
 (фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

**Дата первичной выдачи** **16.01.2015**

**Срок действия лицензии**

**Место выдачи** **г.Нур-Султан**





**ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ**

Номер лицензии 02354Р

Дата выдачи лицензии 15.12.2021 год

**Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности**

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Лицензиат**

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"  
 Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Динмұхамед Қонаев, здание № 8, БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

**Производственная база**

(местонахождение)

**Особые условия действия лицензии**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Лицензиар**

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

**Руководитель (уполномоченное лицо)**

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

**Номер приложения**

001

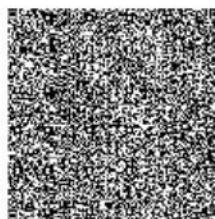
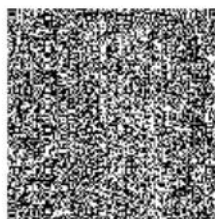
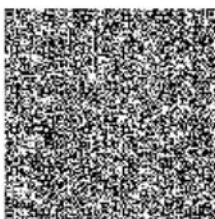
**Срок действия**

**Дата выдачи приложения**

15.12.2021

**Место выдачи**

г.Нур-Султан



## Приложение №7 – Карты изолиний результатов расчета рассеивания