

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №02354Р

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Генерального директора
по геологии и разработке
АО «Эмбаунайгаз»



ТАСЕМЕНОВ Е.Т.

2025г

ПРОЕКТ
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
К ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕРЕНЬ-УЗЮК ЗАПАДНЫЙ»

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

Первый заместитель директора филиала
по геологии и разработке



МАРДАНОВ А.С.

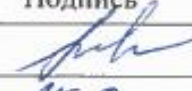
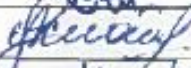
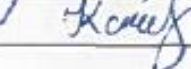
ДЖАКСЫЛЫКОВ Т.С.

Атырау, 2025 г.

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

[illegible]

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

СОДЕРЖАНИЕ	3
АННОТАЦИЯ	8
ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ.....	15
1.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	15
1.2 ЦЕЛЕВОЕ НАЗНАЧЕНИЕ РАБОТЫ	16
1.3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	18
1.4 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН	21
1.5 СВЕДЕНИЕ О ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ	25
2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	32
2.1 ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	32
2.2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	33
2.3 ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ	34
2.4 ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ.....	38
2.5 РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ.....	39
2.6 ЖИВОТНЫЙ МИР	40
3. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА.....	41
3.1 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА	41
4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	45
4.1 ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	45
4.2 РАСЧЕТ РАССЕИВАНИЯ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ.....	58
4.3 ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕРА САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ	62
4.4 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ФИЗИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	62
4.5 ВОДОСНАБЖЕНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ	63
4.6 ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ	66
4.5 ВОЗДЕЙСТВИЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	74
4.6 РЕКУЛЬТИВАЦИЯ ЗЕМЕЛЬ.....	75
5. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	77
5.1 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КАЧЕСТВО АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	78
5.1 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ	80
5.2 ФАКТОРЫ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ.....	83
5.3 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ.....	85
5.4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ	86
5.6 РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА	90
5.7 ФИЗИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ	90
5.8 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ.....	92
5.9 СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ НАСЕЛЕНИЯ	96
5.10 ОХРАНА ПАМЯТНИКОВ ИСТОРИИ И КУЛЬТУРЫ	97
5.11 ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПЕРАЦИЙ ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ	98
6 АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ	101
6.1 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ	101
7 ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА	104
7.1 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЛОЩАДОК ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН.....	104
7.2 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	105
7.3 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ОТХОДОВ.....	105
7.4 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ БИОСФЕРЫ.....	105
7.5 ОБОРУДОВАНИЕ И МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА	105
7.6 КОНТРОЛЬ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	106
НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....	107
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	111
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	112
ПРИЛОЖЕНИЕ №1 - РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	113
РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ №750 В РАМКАХ ОПИ	113
РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ №751 В РАМКАХ ОПИ	155
РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ №752 В РАМКАХ ОПИ	197

РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ПО ВТОРОМУ ВАРИАНТУ (РЕКОМЕНДУЕМЫЙ).....	238
РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	275
ПРИЛОЖЕНИЕ №2– ЗАКЛЮЧЕНИЕ СЭС СЗЗ.....	310
ПРИЛОЖЕНИЕ №3 – СПРАВКА РГП «КАЗГИДРОМЕТ»	320
ПРИЛОЖЕНИЕ №4 – КАРТЫ РАССЕЙВАНИЯ ПРИЗЕМНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ ЗВ	322
ПРИЛОЖЕНИЕ №5 – ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ.....	365

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 – График бурения по 1 варианту разработки.....	18
Таблица 1.2 – График бурения нагнетательных скважин по 2 варианту разработки	18
Таблица 1.3-Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1 (базовый)	19
Таблица 1.4- Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. 1 Вариант (базовый)	19
Таблица 1.5-Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый).....	20
Таблица 1.6-Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по отбору нефти и жидкости по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)	20
Таблица 1.7 - Проектная конструкция скважин глубиной 450м.....	21
Таблица 1.8 – Рекомендуемая конструкция для горизонтальной скважины№750	22
Таблица 1.9 – Рекомендуемая конструкция для горизонтальной скважины№751	22
Таблица 1.10 – Рекомендуемая конструкция для горизонтальной скважины№752	23
Таблица 1.11- Расчет продолжительности бурения скважин	23
Таблица 1.12 - Продолжительность строительства горизонтальной скважины №750.....	24
Таблица 1.13 - Продолжительность строительства горизонтальной скважины №751.....	24
Таблица 1.14 - Продолжительность строительства горизонтальной скважины №752.....	24
Таблица 2.1- Общая климатическая характеристика	32
Таблица 2.2 - Среднемесячная и годовая температура воздуха в (°С)	32
Таблица 2.3 — Среднемесячная и годовая скорость ветра м/сек	33
Таблица 2.4 - Количество осадков мм, по месяцам, за год и сезонам.....	33
Таблица 2.5 –Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %.....	33
Таблица 2.6-Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за 2024г.....	33
Таблица 2.7 - Результаты контроля грунтовых вод за 2024 г.	37
Таблица 2.8 - Результаты контроля почвы.....	38
Таблица 3.1- Общие коэффициенты естественного движения населения за январь-декабрь 2024 года.....	41
Таблица 3.2- Количество действующих субъектов малого и среднего предпринимательства по районам.....	42
Таблица 3.3-Основные индикаторы рынка труда Атырауской области в IV квартале 2024 года.....	43
Таблица 4.1- Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве горизонтальной скважины №750	49
Таблица 4.2 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве горизонтальной скважины №751	50
Таблица 4.3-Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве горизонтальной скважины №752	50
Таблица 4.4-Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве вертикальных добывающих скважин	51
Таблица 4.5-Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2025-2034гг (I вариант разработки).....	53
Таблица 4.6-Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве нагнетательных скважин	55
Таблица 4.7-Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2025-2034гг (рекомендуемый II вариант разработки).....	56
Таблица 4.8 - Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере.....	59

Таблица 4.9 - Фоновые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе (мг/м ³)..59	59
Таблица 4.10-Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы60	60
Таблица 4.11- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин63	63
Таблица 4.12 – Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных скважин64	64
Таблица 4.13- Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2025-2034 гг (1 вариант разработки)64	64
Таблица 4.14 – Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве нагнетательных скважин64	64
Таблица 4.15- Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2025-2034 гг (2 вариант разработки)65	65
Таблица 4.16 - Объем выбуренной породы при бурении горизонтальной скважины №75068	68
Таблица 4.17- Объем выбуренной породы при бурении горизонтальной скважины №75168	68
Таблица 4.18 - Объем выбуренной породы при бурении горизонтальной скважины №75269	69
Таблица 4.19 - Объем выбуренной породы при строительстве вертикальной скважины проектной глубиной 450м.....69	69
Таблица 4.20 - Образование коммунальных отходов при строительстве скважин70	70
Таблица 4.21 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважины71	71
Таблица 4.22-Образование коммунальных отходов при эксплуатации.....72	72
Таблица 4.23-Количественный и качественный состав отходов при строительстве скважин при ОПИ73	73
Таблица 4.24 - Количественный и качественный состав отходов при строительстве вертикальных скважин с проектной глубиной 450м.....73	73
Таблица 4.25 - Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения за 2025-2034гг (I вариант разработки)73	73
Таблица 4.26 - Количественный и качественный состав отходов при строительстве нагнетательных скважин с проектной глубиной 450м73	73
Таблица 4.27-Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения за 2025-2034гг (II вариант разработки).....74	74
Таблица 5.1 - Градации значимости воздействий77	77
Таблица 5.2 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий при проведении оценки воздействия на ОС.....77	77
Таблица 5.3 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха80	80
Таблица 5.4 - Анализ последствий возможного загрязнения водных ресурсов.....80	80
Таблица 5.5 - Анализ воздействия на геологическую среду83	83
Таблица 5.6 - Анализ последствий возможного загрязнения почвенного покрова85	85
Таблица 5.7 - Анализ последствий возможного загрязнения на растительность88	88
Таблица 5.8 - Анализ воздействия на фауну89	89
Таблица 5.9 - Компоненты социально-экономической среды, рассматриваемые в ходе оценки воздействия92	92
Таблица 5.10 - Градации пространственных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу93	93
Таблица 5.11 - Градации временных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу93	93
Таблица 5.12 - Градации масштабов интенсивности воздействия на социально-экономическую сферу93	93
Таблица 5.13 - Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу94	94

Таблица 5.14 - Матрица результатов оценки воздействий на социально-экономическую сферу.....	97
Таблица 7.1 – Список измеряемых параметров.....	106

СПИСОК РИСУНОК

Рисунок 1.1 – Обзорная карта	16
Рисунок 1.2 – Технологическая схема сбора и транспортировки нефти месторождения Терень-Узюк.....	26
Рисунок 1.3 - Технологическая схема сборного пункта №1 месторождения Терень-Узюк Западный	27
Рисунок 1.4 - Технологическая схема сборного пункта №2 месторождения Терень-Узюк Западный	28
Рисунок 1.5 - Технологическая схема сборного пункта №3 месторождения Терень-Узюк Западный	28
Рисунок 1.6 - Технологическая схема сборного пункта №7 месторождения Терень-Узюк Западный	29
Технологическая схема ПССН месторождения Терень-Узюк Западный приведена на рисунке 1.7.	30
Рисунок 2.1- Роза ветров.....	33

АННОТАЦИЯ

Согласно Заключению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и скринга воздействия намечаемой деятельности на проект «Дополнение к проекту разработки месторождения Терень-Узюк Западный» 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 пробной эксплуатации;

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

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

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

Глава 6. «Аварийные ситуации и их предупреждение».

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

Глава 8. «Заявление о намечаемой деятельности».

Глава 9. «Нетехническое резюме».

Список использованной литературы.

ВВЕДЕНИЕ

«Отчет о возможных воздействиях» к проекту «Дополнение к Проекту разработки месторождения Терень-Узюк Западный» 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

Месторождение Терень-Узюк Западный находится в юго-восточной части Южно-Эмбинского нефтеносного района в прибрежной зоне Прикаспийской впадины.

По административному делению месторождение Терень-Узюк относится к Жылыойскому району Атырауской области Республики Казахстан.

Областной центр г. Атырау находится в 180 км к северо-западу и связан грунтовой дорогой проходящей через нефтепромыслы: Каратон, Кульсары, Бек-Бике, Сагиз, Доссор. Ближайшими железнодорожными станциями являются станции Кульсары и Атырау.

Территория месторождения представляет собой засоленную равнину с абсолютными отметками от минус 21,5 м до минус 27 м по отношению к уровню океана, рассеченную ериками и покрытую солеными озерами «сорами».

Климат района резко континентальный. Лето сухое, жаркое (до плюс 40°C), зимы суровые (до минус 30°C), малоснежные, ветреные.



Рисунок 1.1 – Обзорная карта

1.2 Целевое назначение работы

Недропользователем месторождения Терень-Узюк Западный является АО «Эмбаунайгаз», имеющее Государственную серии МГ (нефть) №229 от 27 июля 1995г на право пользования недрами РК для добычи углеводородного сырья (УВС) на нефтяном месторождении Терень-Узюк Западный в Атырауской области, Контракт №413 от 03.03.2000г. с компетентным органом правительства РК на проведение разведки и добычи углеводородов. Дополнением №5 от 25.02.2015г. срок действия Контракта продлен до 03.03.2043г. Площадь горного отвода составляет 11,229 км², глубина разработки – на вертикальных разрезах по подошве меловых отложений.

Естественные выходы нефти на месторождении Терень-Узюк известны с 1911-1913гг. До 1948г. площадь месторождения была залита морской водой. В течение 1950 - 1957гг. проводились гравиметрия, сейсмосьемка, картировочное, геолого-поисковое и глубокое разведочное бурение. В результате проведенного комплекса геологоразведочных работ на южном крыле месторождения были выявлены, опробованы и оконтурены нефтяные горизонты в отложениях сантона, сеномана, альба, апта и нижнего неокома. Запасы нефти и газа подсчитаны объемным методом и утверждены ГКЗ СССР в 1958г (Протокол №2519 от 27.12.1958г).

2015г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» на основе новых имеющихся данных были пересчитаны запасы нефти, растворенного и свободного газа в целом по месторождению. В отчете были отражены изменения геологических структур, корреляций горизонтов по крыльям и проинтерпретированы данные по ГИС. В целом по месторождению прирост геологических и извлекаемых запасов по сравнению с предыдущим утвержденным пересчетом запасов составил 15 и 12% соответственно за счет увеличения объемов, нефтенасыщенных толщин продуктивных залежей при новых выявленных продуктивных горизонтах.

На базе пересчитанных запасов месторождения в 2016г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» составлен и утвержден «Уточненный проект разработки...» по состоянию на 01.01.2015г утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИиР РК (Письмо КомГео №27-5-1408-КГН от 29.03.2016г) на основании рекомендации ЦКРР РК (Протокол ЦКРР №67/12 от 22.01.2016г).

В 2021г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Анализ разработки месторождения Терень-Узюк Западный» (АР-2021г), утвержденный ЦКРР РК МЭ РК (Протокол №20/20 от 24-25.11.2021г). В рамках Анализа разработки 2021г были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2021-2023гг.

В 2023г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Проект разработки месторождения Терень-Узюк Западный» (ПР-2023г), утвержденный ЦКРР РК МЭ РК (Протокол ЦКРР №44/2 от 19.10.2023г). Проект был утвержден на период 2024-2026гг. Согласно проектному документу, выделено 8 эксплуатационных 2 возвратных объекта:

Основное поле Южного крыла

I эксплуатационный объект – I сеноманский+туронский горизонты;

II эксплуатационный объект - II сеноманский горизонт;

III эксплуатационный объект – III+ IV альбский горизонт;

Возвратный объект – сантонский горизонт.

Северо-западное поле Южного крыла

I эксплуатационный объект - I сеноманский+туронский горизонты;

II эксплуатационный объект - II сеноманский горизонт;

III эксплуатационный объект – III+ IV альбский горизонт;

IV эксплуатационный объект – V нижнеальбский горизонт;

V эксплуатационный объект – VI аптский, VI верхненеокомский, VII неокомский горизонты;

Возвратный объект – сантонский горизонт.

Целью составления настоящего «Дополнения к проекту разработки...» является расчет технологических потерь при добыче углеводородов, а также расчет ликвидационного фонда и ежегодных ликвидационных отчислений в соответствии с новым нормативно-техническим документом — методикой расчета размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования по углеводородам, утвержденной Министерством энергетики Республики Казахстан от 17 января 2025 года.

1.3 Технологические показатели вариантов разработки

Учитывая текущее состояние разработки продуктивных горизонтов с целью обоснования наиболее оптимального значения КИН и расчета прогнозных технологических показателей в рамках настоящего дополнения было рассмотрено 2 варианта разработки.

Вариант 1 (базовый)

Первый вариант предусматривает продолжение разработки месторождения согласно утвержденному варианту «Проекта разработки...» 2023г с корректировкой на текущее состояние. Предусматривается бурение оставшихся 7 скважин и проведение ГТМ по переходящему фонду. График бурения новых добывающих скважин по 1 варианту представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – График бурения по 1 варианту разработки

№ п/п	Год	№ скважины	Объект	Поле	Вид мероприятия	Дебит нефти, т/сут	Глубина, м
1.	2030	729	III	Основное	Ввод из бурения	5,0	450
2.	2030	728	III	Основное	Ввод из бурения	4,9	450
3.	2028	727	III	Основное	Ввод из бурения	4,9	450
4.	2031	732	III	СЗП	Ввод из бурения	5,0	450
5.	2032	733	III	СЗП	Ввод из бурения	5,0	450
6.	2029	731	III	СЗП	Ввод из бурения	5,2	450
7.	2028	730	III	СЗП	Ввод из бурения	4,0	450

Вариант 2 (рекомендуемый)

Второй вариант предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки переходящим фондом скважин с проведение ГТМ по объектам разработка которых ранее была остановлена (V объекты и Возвратные объекты Основного и Северо-Западного поля), также по III объекту Основного поля и I-II объектам Северо-Западного поля предусматривается интенсификация добычи нефти (ИДН) путем форсирования отборов жидкости. Форсирование отборов жидкости на поздних стадиях разработки положительно влияет на конечные показатели извлечения нефти, способствуя повышению нефтеотдачи и более полному вовлечению остаточных запасов в разработку. Также учитывая увеличение объемов извлекаемой воды, в целях компенсации отборов предусматривается бурение 5 нагнетательных скважин в приконтурной зоне III объекта Основного поля.

Таблица 1.2 – График бурения нагнетательных скважин по 2 варианту разработки

№ п/п	Год	№ скважины	Объект	Поле	Вид мероприятия	Глубина, м
1.	2026	735	III	Основное	Ввод из бурения	450
2.	2026	736	III	Основное	Ввод из бурения	450
3.	2027	737	III	Основное	Ввод из бурения	450
4.	2027	738	III	Основное	Ввод из бурения	450
5.	2027	739	III	Основное	Ввод из бурения	450

Прогнозные технологические показатели разработки месторождения в целом согласно вариантам представлены в таблицах 1.3-1.6.

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

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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	доб.	нагн.					всего	доб.	нагн.			нефти	жидкости	
2025	0	0	0	412	0	0	282,7	4	2	2	168	33	1,0	47,7	217,0
2026	0	0	0	412	0	0	282,7	0	0	0	168	33	1,1	47,8	221,9
2027	0	0	0	412	0	0	282,7	0	0	0	168	33	1,1	47,0	217,5
2028	2	2	0	414	1	1	283,8	0	0	0	172	33	1,2	45,2	213,0
2029	1	1	0	415	0	1	284,5	0	0	0	174	33	1,3	43,3	208,9
2030	2	2	0	417	0	1	285,4	0	0	0	177	33	1,4	41,2	202,6
2031	1	1	0	418	0	1	286,0	0	0	0	179	33	1,4	39,5	197,1
2032	1	1	0	419	0	0	286,7	1	0	1	180	32	1,5	38,8	198,4
2033	0	0	0	419	0	0	286,7	1	1	0	179	32	1,5	38,6	200,7
2034	0	0	0	419	0	0	286,7	1	1	0	178	32	1,4	38,6	199,4

Таблица 1.4- Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. 1 Вариант (базовый)

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	
		нач.	тек.							год.	накоп.
2025	63,2	0,4	2,1	14364,0	82,6	0,347	2879,3	344925,8	97,8	2554,8	158623,7
2026	64,7	0,4	2,1	14428,6	83,0	0,349	2868,7	347794,5	97,7	2539,2	161162,9
2027	67,6	0,4	2,3	14496,2	83,4	0,351	2813,2	350607,7	97,6	2489,1	163652,1
2028	73,8	0,4	2,6	14570,1	83,8	0,352	2736,3	353344,0	97,3	2437,1	166089,2
2029	81,6	0,5	2,9	14651,7	84,3	0,354	2667,2	356011,2	96,9	2390,0	168479,2
2030	87,3	0,5	3,2	14738,9	84,8	0,356	2574,9	358586,0	96,6	2318,2	170797,4
2031	91,7	0,5	3,5	14830,6	85,3	0,359	2513,3	361099,3	96,4	2255,3	173052,7
2032	94,0	0,5	3,7	14924,5	85,9	0,361	2489,6	363588,9	96,2	2234,0	175286,8
2033	94,2	0,5	3,8	15018,7	86,4	0,363	2474,6	366063,4	96,2	2227,1	177513,9
2034	92,4	0,5	3,9	15111,1	86,9	0,365	2466,0	368529,4	96,3	2212,5	179726,4

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

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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	доб.	нагн.					всего	доб.	нагн.			нефти	жидкости	
2025	0	0	0	412	0	0	282,7	4	2	2	168	33	1,1	49,7	234,8
2026	2	0	2	414	0	0	283,6	0	0	0	168	35	1,2	57,7	265,3
2027	3	0	3	417	0	0	285,0	3	2	1	166	37	1,4	75,3	340,1
2028	0	0	0	417	1	1	285,0	2	0	2	168	35	1,4	74,1	333,5
2029	0	0	0	417	0	1	285,0	2	0	2	169	33	1,3	71,8	345,1
2030	0	0	0	417	0	1	285,0	3	3	0	167	33	1,3	69,9	342,9
2031	0	0	0	417	0	1	285,0	4	3	1	165	32	1,3	68,8	339,9
2032	0	0	0	417	0	0	285,0	2	2	0	163	32	1,3	68,3	338,1
2033	0	0	0	417	0	0	285,0	4	4	0	159	32	1,3	67,6	327,5
2034	0	0	0	417	0	0	285,0	4	4	0	155	32	1,3	67,6	320,4

Таблица 1.6-Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по отбору нефти и жидкости по месторождению. 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	
		нач.	тек.							год.	накоп.
2025	66,1	0,4	2,1	14366,9	82,7	0,347	3003,3	345049,7	97,8	2763,7	158832,7
2026	72,8	0,4	2,4	14439,7	83,1	0,349	3468,8	348518,6	97,9	3122,8	161955,5
2027	84,8	0,5	2,9	14524,5	83,6	0,351	4494,2	353012,7	98,1	4233,3	166188,7
2028	80,5	0,5	2,8	14605,0	84,0	0,353	4409,1	357421,9	98,2	4157,0	170345,7
2029	80,4	0,5	2,9	14685,4	84,5	0,355	4321,1	361743,0	98,1	4062,6	174408,2
2030	80,5	0,5	3,0	14765,9	84,9	0,357	4189,2	365932,1	98,1	3923,6	178331,9
2031	79,6	0,5	3,0	14845,5	85,4	0,359	4083,4	370015,6	98,1	3827,9	182159,7
2032	77,8	0,4	3,1	14923,2	85,9	0,361	4005,1	374020,6	98,1	3751,6	185911,3
2033	75,6	0,4	3,1	14998,8	86,3	0,363	3888,0	377908,6	98,1	3634,5	189545,8
2034	73,2	0,4	3,1	15072,0	86,7	0,364	3793,5	381702,1	98,1	3555,7	193101,5

1.4 Конструкция скважин

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

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, рекомендуется следующая конструкция для вертикальных и горизонтальных скважин на месторождении Терень-Узюк Западный:

Все скважины (добывающие, нагнетательные), предусмотренные данным дополнением к проекту разработки, заложены единой конструкции (вертикальные) с проектной глубиной 450 м., за исключение горизонтальных скважин №№ 750, 751, 752 рассмотренные в рамках опытно-промышленных испытаний.

Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин на месторождении проектной глубиной 450м:

- **Направление Ø324мм** спускается на глубину 20м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой;
- **Кондуктор Ø245мм** спускается на глубину 100м, для перекрытия верхней части разреза, склонных к обваливанию и установки противовыбросового оборудования.
- **Эксплуатационная колонна Ø168,3мм** спускается до глубины 450м и цементируется подъемом цемента до устья для вскрытия всех продуктивных горизонтов и добычи нефти.

Таблица 1.7 - Проектная конструкция скважин глубиной 450м

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	393,7	323,9	20	До устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	295,3	244,5	100	До устья	ПЦТ-1-G-CC-1
Экспл. колонна	215,9	168,3	450	До устья	ПЦТ-1-G-CC-1

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

Рекомендуемая конструкция горизонтальных скважин №№750, 751, 752 представлена ниже:

1. Для скважины №750 (горизонтальная скважина):

Направление Ø324мм спускается на глубину 20 м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.

Кондуктор Ø245 мм спускается на глубину от 100 м, для перекрытия верхней части разреза, склонных к обваливанию и установки противовыбросового оборудования.

Эксплуатационная колонна Ø177,8 мм спускается до глубины 184,5/250,7 (±250 м) и цементируется подъемом цемента до устья для вскрытия всех продуктивных горизонтов и добычи нефти.

Хвостовик фильтр Ø114,3 мм спускается в интервале от 134,0/150,0 м (по вертикали/по стволу) до 193,0/532,8 м (по вертикали/по стволу) для освоения продуктивных горизонтов. Не цементируется.

Таблица 1.8 – Рекомендуемая конструкция для горизонтальной скважины №750

п/п №	Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска, м По вертикали/ по стволу	Высота подъема цемента, м
		долото	колонна		
1	2	3	4	5	6
1.	Направление	393,7	323,9	20	До устья
2.	Кондуктор	295,3	244,5	100	До устья
3.	Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	184,5/250,7	До устья
4.	Хвостовик	152,4	114,3	193,0/532,8	-

Примечание: *хвостовик спускается с заходом во внутрь экс. колонны не менее 50-100 м.

2. Для скважины №751 (горизонтальная скважина):

Направление Ø324мм спускается на глубину 20 м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.

Кондуктор Ø245 мм спускается на глубину от 100 м, для перекрытия верхней части разреза, склонных к обваливанию и установки противовыбросового оборудования.

Эксплуатационная колонна Ø 177,8 мм спускается до глубины 250-300 (±250 м) и цементируется подъемом цемента до устья для вскрытия всех продуктивных горизонтов и добычи нефти.

Хвостовик фильтр Ø114,3 мм спускается в интервале от 186,6/308,6 м (по вертикали/по стволу) до 192,5/567,9 м (по вертикали/по стволу) для освоения продуктивных горизонтов. Не цементируется.

Таблица 1.9 – Рекомендуемая конструкция для горизонтальной скважины №751

п/п №	Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска, м По вертикали/ по стволу	Высота подъема цемента, м
		долото	колонна		
1	2	3	4	5	6
1.	Направление	393,7	323,9	20	До устья
2.	Кондуктор	295,3	244,5	100	До устья
3.	Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	308,6	До устья
4.	Хвостовик	152,4	114,3	192,5/567,9	-

Примечание: *хвостовик спускается с заходом во внутрь экс. колонны не менее 50-100 м.

3. Для скважины №752 (горизонтальная скважина):

Направление Ø324мм спускается на глубину 20 м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.

Кондуктор Ø245 мм спускается на глубину от 100 м, для перекрытия верхней части разреза, склонных к обваливанию и установки противовыбросового оборудования.

Эксплуатационная колонна Ø177,8 мм спускается до глубины 250-300 (±250 м) и цементируется подъемом цемента до устья для вскрытия всех продуктивных горизонтов и добычи нефти.

Хвостовик фильтр Ø114,3 мм спускается в интервале от 186,6/308,6 м (по вертикали/по стволу) до 181,5/570 м (по вертикали/по стволу) для освоения продуктивных горизонтов. Не цементируется.

Таблица 1.10 – Рекомендуемая конструкция для горизонтальной скважины №752

п/п №	Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска, м По вертикали/ по стволу	Высота подъема цемента, м
		долото	колонна		
1	2	3	4	5	6
1	Направление	393,7	323,9	20	До устья
2.	Кондуктор	295,3	244,5	100	До устья
3.	Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	308,6	До устья
4.	Хвостовик	152,4	114,3	181,5/570	-

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 Терень-Узюк Западный более полно отвечает буровая для вертикальных скважин ZJ-30 или аналог. На данной буровой установке возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для четырехступенчатой очистки бурового раствора.

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

Продолжительность цикла строительства скважин представлена в таблице 1.11. 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 1.11- Расчет продолжительности бурения скважин

Наименование работ	Время, (сут.)
Расчет продолжительности бурения вертикальных скважин глубиной 450м	
Строительно-монтажные работы	5
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины(крепление), в том числе:	16,86
бурение	9,92
крепление	6,94
Освоение объектов в колонне	5,2
Полная продолжительность цикла строительства скважины	29,06

Таблица 1.12 - Продолжительность строительства горизонтальной скважины №750

Подготовка площадки, мобилизация БУ, сут	Время демонтажа буровой установки, сут	Время монтажа подъемника для испытания, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, сут							
			всего	в том числе						Испытание (освоение)
				строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	опробование пластоиспытателем на кабеле	всего	в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
7	4	2	40,06	5	2	14,16	-	5,9	-	5,9

Таблица 1.13 - Продолжительность строительства горизонтальной скважины №751

Подготовка площадки, мобилизация БУ, сут	Время демонтажа буровой установки, сут	Время монтажа подъемника для испытания, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, сут							
			всего	в том числе						Испытание (освоение)
				строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	опробование пластоиспытателем на кабеле	всего	в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
7	4	2	40,27	5	2	14,39	-	5,88	-	5,88

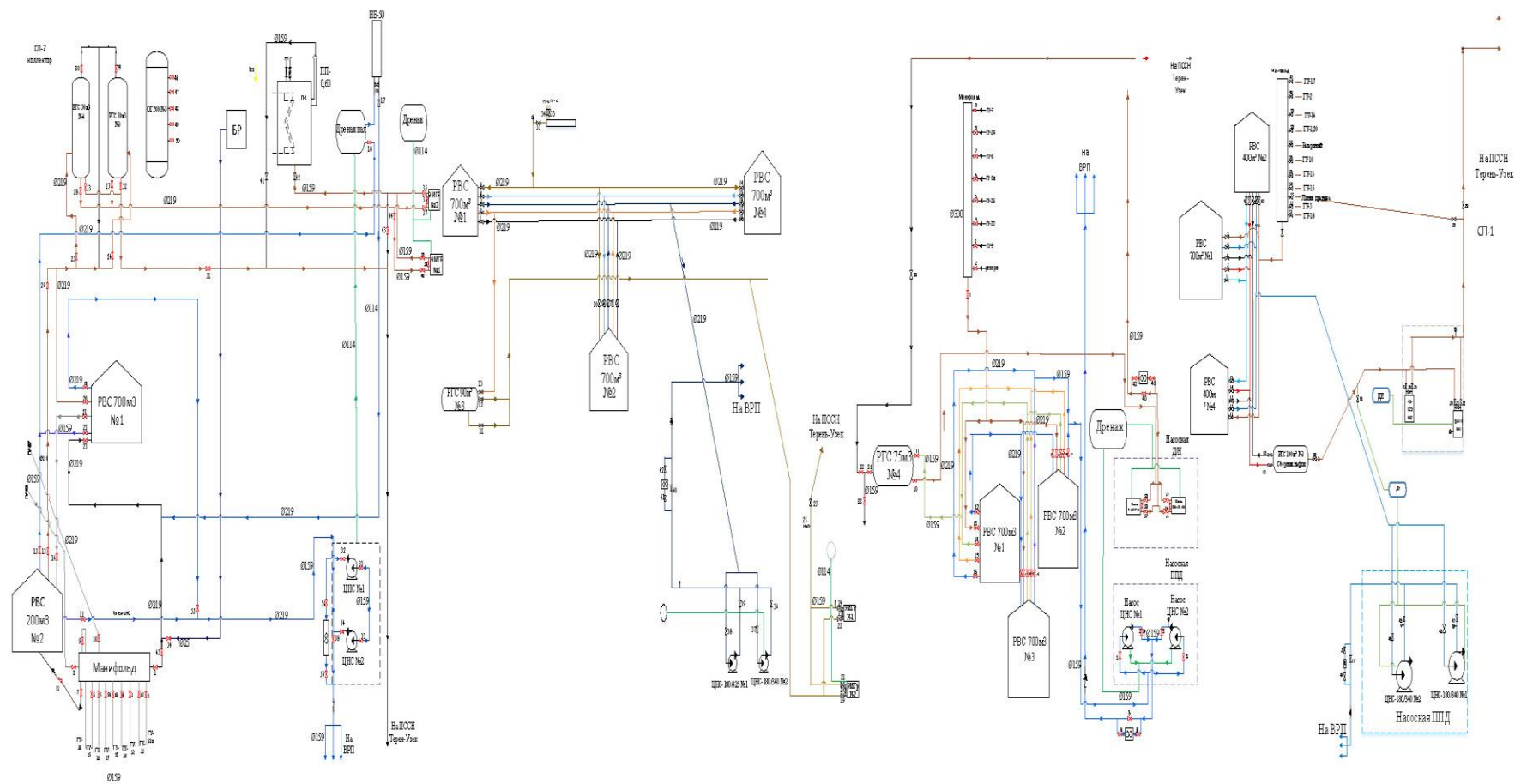
Таблица 1.14 - Продолжительность строительства горизонтальной скважины №752

Подготовка площадки, мобилизация БУ, сут	Время демонтажа буровой установки, сут	Время монтажа подъемника для испытания, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, сут							
			всего	в том числе						Испытание (освоение)
				строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	опробование пластоиспытателем на кабеле	всего	в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
7	4	2	38,41	5	2	13,21	-	5,2	-	5,2

1.5 Сведение о производственном процессе

Существующая система сбора и подготовки нефти

В настоящее время на месторождении для системы сбора и транспорта добываемой продукции предусмотрена герметизированная напорная система сбора, включающая сборные пункты СП-1, 2, 3, 7. С сборного пункта на ПСН Терень-Узюк Западный. Для доведения нефти до товарного качества и сдачи потребителю скважинная продукция отправляется на ППН Каратон. Технологическая схема сбора и транспортировки СП-7, СП-3, СП-2 и СП-1 приведена на рисунке 1.2.



СП-1 (сборной пункт)

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям $\varnothing 73$, $\varnothing 89$, $\varnothing 100$, $\varnothing 114$ мм направляется на групповые установки. На СП-1 поступает скважинная продукция с ГЗУ № 1, 2, 5, 10, 13, 14, 15, 17, 18 и 20.

После замера дебита нефтяная эмульсия по трубопроводу $\varnothing 150$ мм поступает в блок-гребенок. После замера нефтяная жидкость поступает в РВС №1 объемом $V=700\text{ м}^3$ или в РВС №2 объемом $V=400\text{ м}^3$, РВС №4 $V=400\text{ м}^3$. Отделившаяся нефть по переточной линии с РВС №1 или с РВС №2/РВС №4 поступает в РГС №3 объемом $V=100\text{ м}^3$.

Далее накопившийся за сутки нефть с остаточным содержанием воды с РГС №3 подается к приему поршневого насоса НБ-125 №1 или НБ-125 №2. С помощью насосных установок нефтяная эмульсия откачивается на ПСН Терень-Узюк Западный в РВС №7 ($V=1000\text{ м}^3$). А попутная пластовая вода с РВС №1 или с РВС №2 через поступает в РВС №4.

Пластовая вода с РВС №4 поступает в линию приема центробежных насосов ППД ЦНС 180/340 к насосу №1 или к насосу №2. С насоса №1 или с насоса №2 через узел учета закачивается в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления.

Технологическая схема сборного пункта №1 месторождения Терень-Узюк Западный представлена на рисунке 1.2.

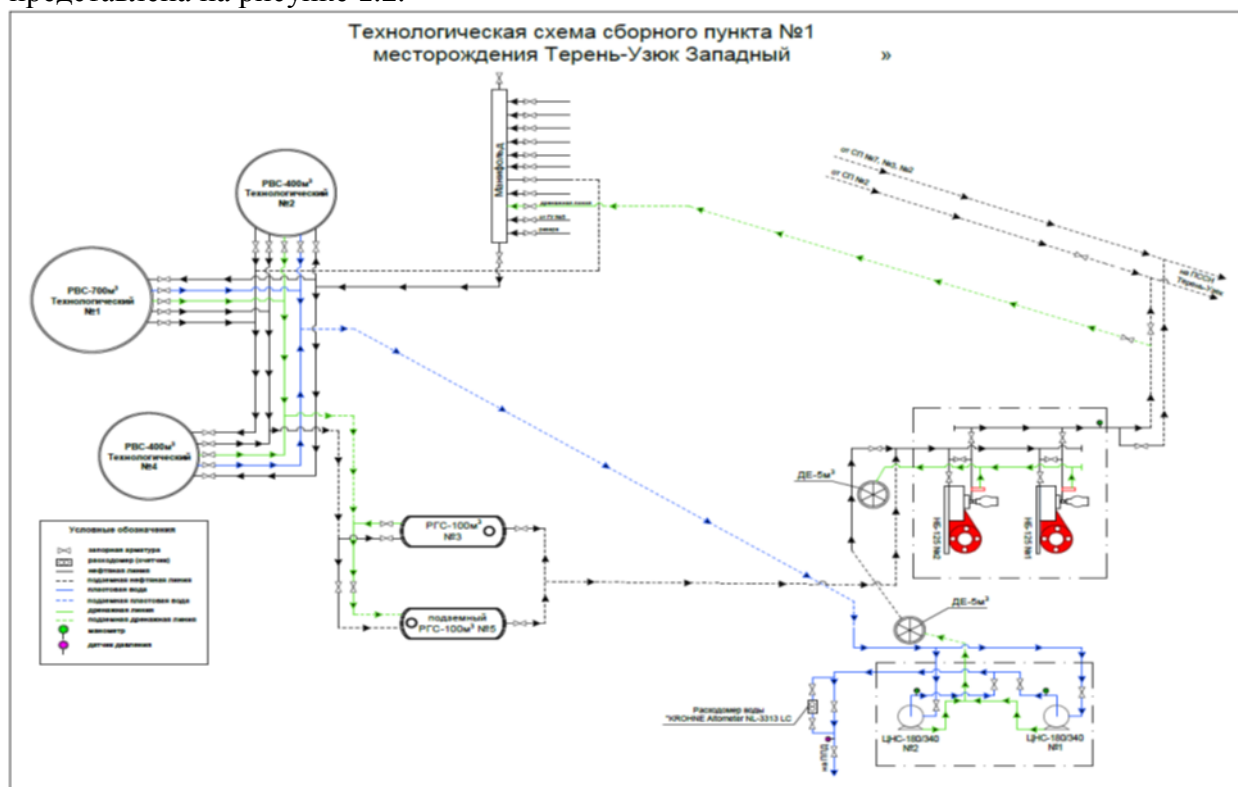


Рисунок 1.3 - Технологическая схема сборного пункта №1 месторождения Терень-Узюк Западный

СП-2 (сборной пункт)

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется на групповые установки.

В групповых установках, представляющих собой гребенку, осуществляется замер продукции скважин счетчиком «ТОР».

После замера нефтяная жидкость с групповой замерной установки по нефтесборному коллектору $\varnothing 150$ мм поступает в резервуар сбора жидкости №1 объемом $V=700\text{ м}^3$ или в резервуар сбора жидкости №4 объемом $V=400\text{ м}^3$. Далее отделившаяся нефть по переточной линии с РВС №1 или с РВС №4 поступает в РГС №3 объемом $V=90\text{ м}^3$.

Технологическая схема сборного пункта №2 месторождения Терень-Узюк Западный представлена на рисунке 1.4.

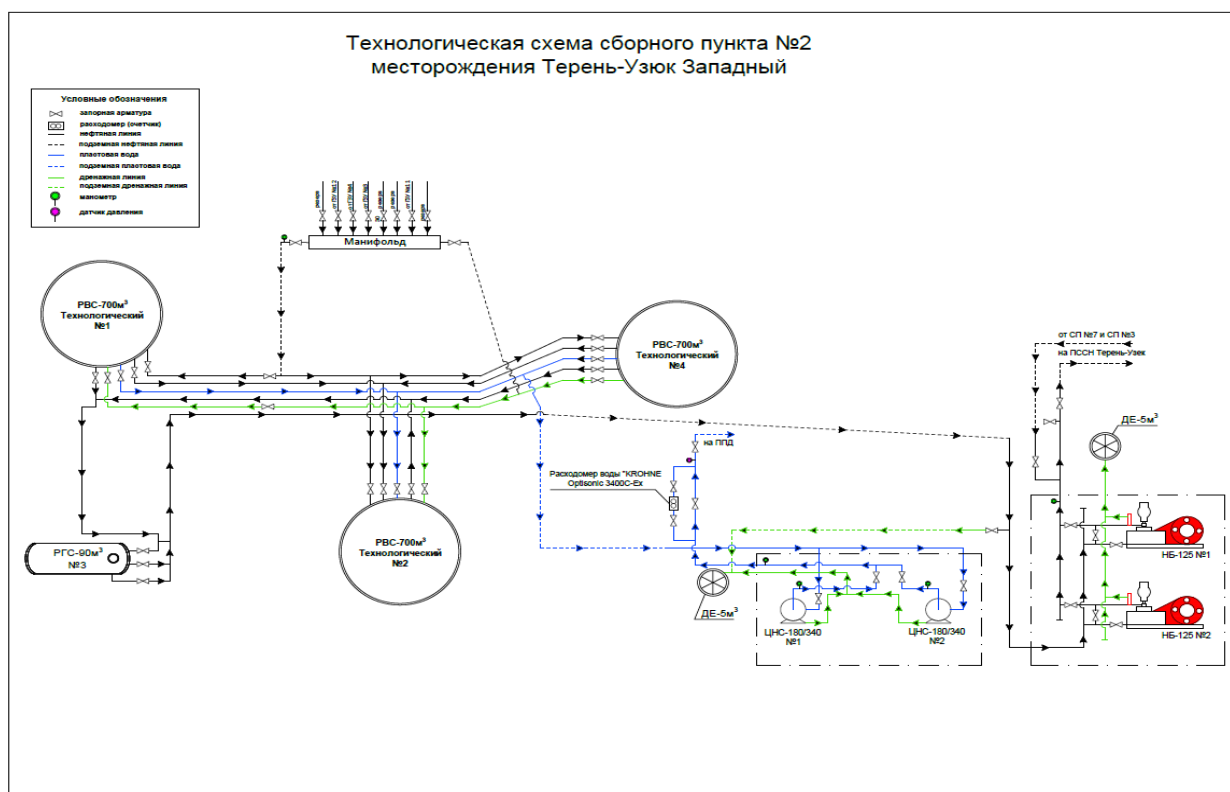


Рисунок 1.4 - Технологическая схема сборного пункта №2 месторождения Терень-Узюк Западный

СП-3 (сборной пункт)

В групповых установках, представляющих собой гребенку осуществляется замер продукции скважин счетчиком «ТОР».

После замера нефтяная жидкость с групповой замерной установки по нефтесборному коллектору Ø200мм поступает в РВС №1 объемом V-700м³ или в РВС №2/РВС №3 объемом V-700м³. Далее отделившаяся нефть по переточной линии с РВС №1 или с РВС №2 поступает в РГС №4 объемом V-75м³.

Технологическая схема сборного пункта №3 месторождения Терень-Узюк Западный представлена на рисунке 1.5.

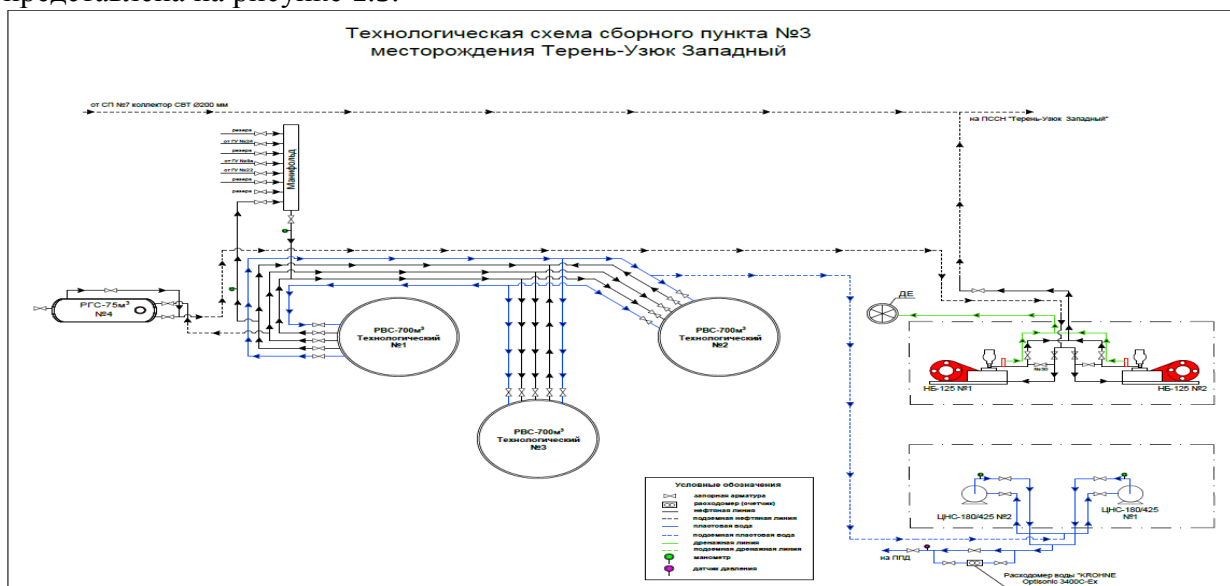


Рисунок 1.5 - Технологическая схема сборного пункта №3 месторождения Терень-Узюк Западный

СП-7 (сборной пункт)

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям разного диаметра и разных длин направляется на групповые установки.

В групповых установках, представляющие собой гребенку осуществляется замер продукции скважин счетчиком «ТОР1-50».

После замера нефтяная жидкость с групповой замерной установки поступает в главный манифольд. После манифольда в общий коллектор дозируется деэмульгатор R- 11. Нефтяная эмульсия по нефтесборному коллектору Ø200мм поступает в РВС №1 объемом V-700м³ или в РВС №2 объемом V-200м³, затем отделившаяся нефть по переточной линии с РВС №1 или с РВС №2 поступает в РГС №3 или в РГС №4 объемом V-50м³.

Технологическая схема сборного пункта № 7 месторождения Терень-Узюк Западный представлена на рисунке 1.6.

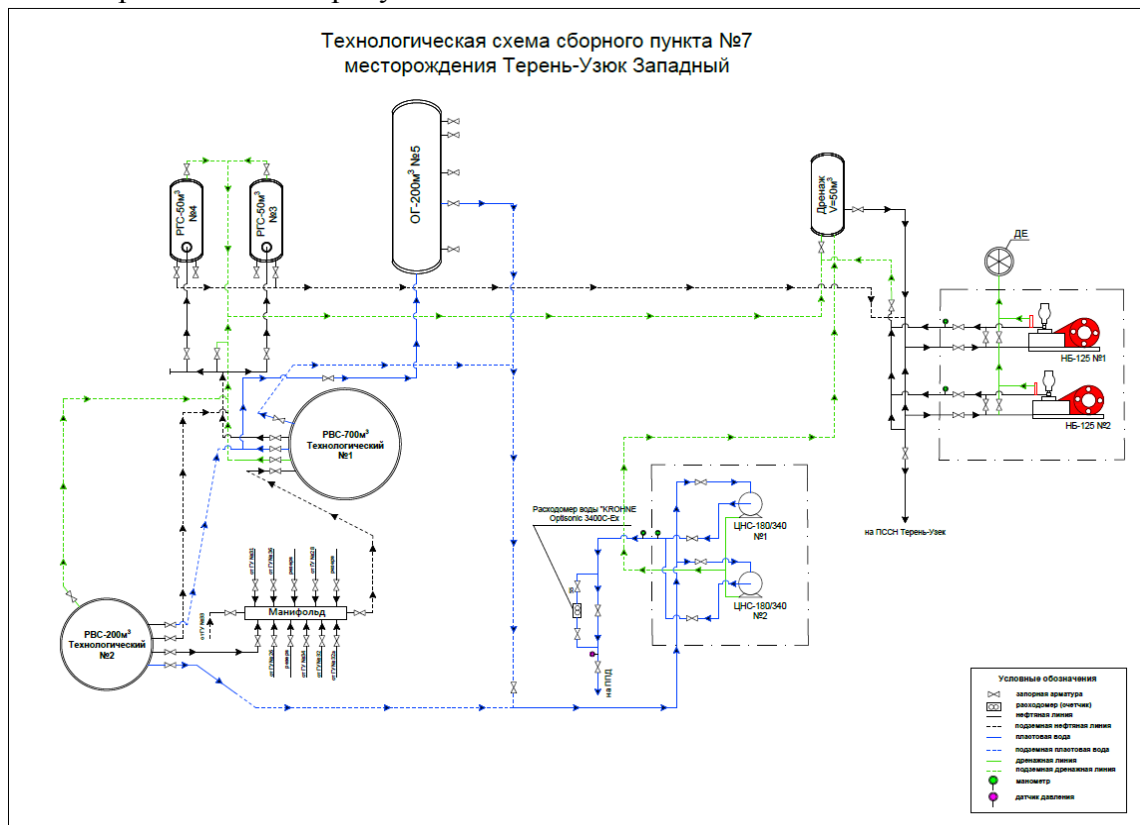


Рисунок 1.6 - Технологическая схема сборного пункта №7 месторождения Терень-Узюк Западный

Пункт сбора нефти - ПСН месторождения Терень-Узюк

Дегазированная и обезвоженная нефть с четырех сборных пунктов на ПСН «Терень – Узюк Западный» поступает двумя потоками:

- с первого участка – нефть обводненностью 10-12%. Откачиваемая поршневыми насосами НБ-125 №1, НБ-125 №2 со сборного пункта СП – 1 и нефть со сборного пункта СП – 2 откачиваемая технологическими насосами НБ-125 №1, №2 по нефтепроводу Ø219мм поступает в РВС – 1000 №7.
- со второго участка – нефть обводненностью 10-15%. Откачиваемая с СП – 3 поршневыми насосами НБ-125 №1, НБ-125 №2 со сборного пункта №3 и нефть со сборного пункта №7, откачиваемая технологическими насосами НБ-125 №1, №2 по нефтепроводу Ø219мм с поступлением в РВС – 1000 №7, в РВС №6.

С РВС №7 или с РВС №6 нефть по переточной линии насосами внутренней перекачки 9 МГр №3, №4 подается на подогрев в печи ПТ-16/150 №1, №2, №3, нагретая летом до T = 55-60°C, зимой до T=70-75°C по нефтяному коллектору заполняет РВС – 400 №3 или РВС – 400 №4, после заполнения резервуаров нефть отстаивается в течении 2 часов.

На выходе из насоса перед подогревателями через БР-2,5 подается химический реагент «NEDRA-1» с удельным расходом 30 г/т.

Из РВС №1, №2, №3, №4 предварительно подготовленная нефть с обводненностью 5-7%, содержанием до 1000 мг/дм³ хлористых солей, насосами внешней перекачки НБ-125 №1, НБ – 125 №2 откачивается через печь подогрева ПТ 16/150 №1 на ППН Каратон, по коллектору СBT 200мм, протяженностью – 23 км. Давление откачки составляет 10-12 атм.

Отстоявшая вода из РВС №1, №2, №3, №4, №6, №7, дренаж с ПТ 16/150 сбрасывается в дренажную ёмкость (V-50 м³), откуда насосами НБ-50 №5, №6 откачивается в ГЗУ-15, СП-1. Давление откачки составляет – 1 - 2 атм.

На НПС «Каратон», по мере заполнения резервуаров, товарная нефть по 1 группе качества в соответствии с СТ РК 1347-2005 сдается в систему АО «КазТрансОйл», а затем откачивается в магистральный нефтепровод «Узень-Атырау».

Технологическая схема ПССН месторождения Терень-Узюк Западный приведена на рисунке 1.7.

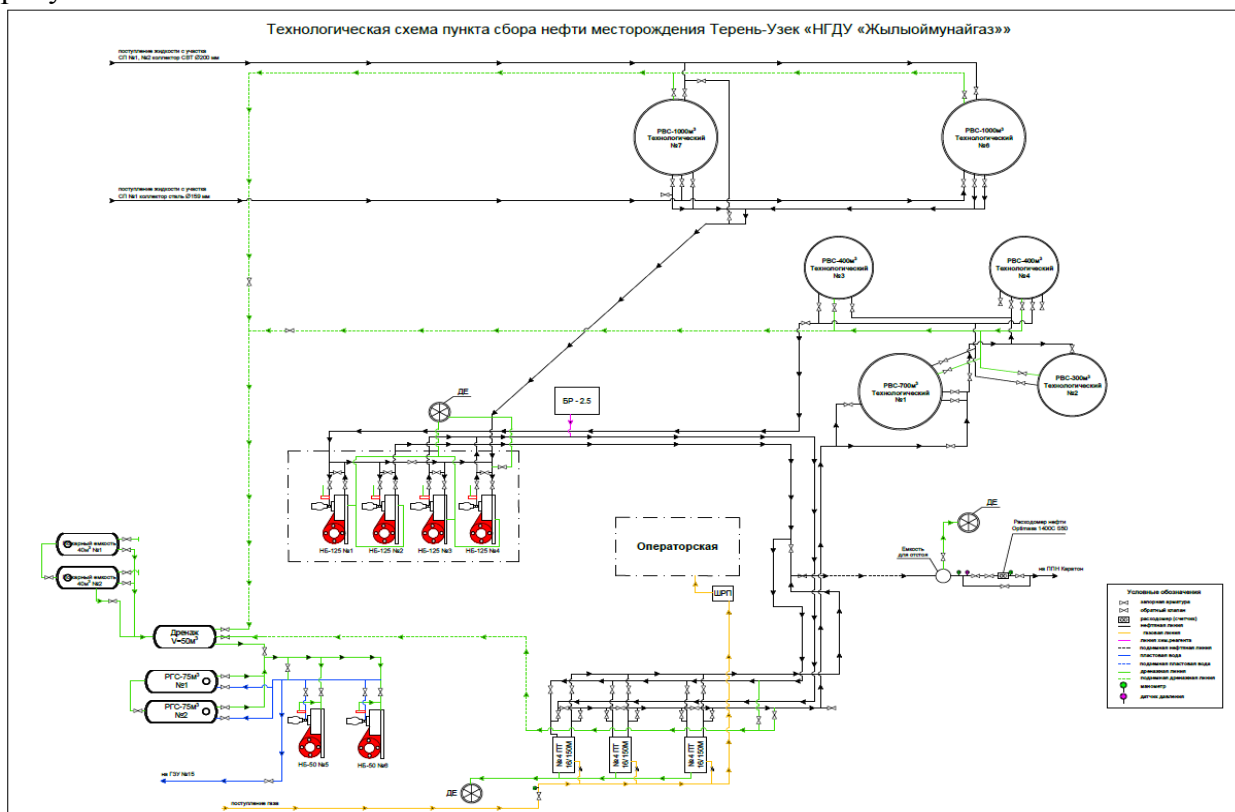


Рисунок 1.7– Технологическая схема ПССН ЦДН Терень-Узюк

Технологические потери нефти

В 2023г. был составлен и утвержден документ «Норматив технологических потерь нефти и газа при подготовке, хранении и транспортировке, расхода нефти и газа на собственные нужды месторождений АО «Эмбаунайгаз», согласно которому нормативы потерь по месторождению Терень-Узюк составляют: нефти – 0,6336% от объема добычи нефти.

Согласно данному документу, были рассчитаны технологические потери нефти при добыче и технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождения.

Под технологическими потерями нефти понимают безвозвратные потери (уменьшение массы) нефти, связанные с реализуемыми техническими проектами обустройства месторождений, обусловленные технологическими особенностями производственного цикла, а также физико-химическими характеристиками добываемой из

недр нефти.

Технологические потери нефти по видам подразделяются на потери от:

- испарения нефти;
- уноса капельной нефти потоком нефтяного (попутного) газа;
- уноса капельной нефти потоками нефтепромысловых дренажных вод при

подготовке нефти до товарных кондиций.

К технологическим потерям нефти не относятся:

- потери, вызванные нарушением нормативных правовых и (или) нормативно-технических документов, регламентирующих эксплуатацию оборудования, технологических процессов, сооружений;

- потери нефти, произошедшие при производстве ремонтных и (или) восстановительных работ, а также при производстве испытаний на нефтегазопромысловых объектах в процессе добычи;

- количество нефти, используемое при проведении регламентных и ремонтных работ, а также при проведении испытаний после проведения ремонтных работ;

- количество нефти, использованное на собственные и (или) коммунальные нужды.

При добыче нефти на месторождениях с герметизированными системами сбора и подготовки источником возможных технологических потерь нефти могут являться места промыслового обустройства месторождения, на которых производится сепарация (разделение) нефти, нефтяного газа и попутно добываемой пластовой воды, унос со сточной водой и в процессе испарения.

Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

На месторождении добыча попутного газа не ведется, в связи с этим в процессе скважинной добычи на месторождении и в системе сбора и подготовки сырья не регламентируются процедуры по утилизации попутно добываемого газа.

2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

2.1 Природно-климатические условия

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 2.1- Общая климатическая характеристика

Средняя максимальная температура наружного воздуха самого жаркого месяца (июль)°С	+34,6
Средняя минимальная температура наружного воздуха самого холодного месяца (январь)°С	-10,1
Число дней с пыльными бурями	-
Абсолютный максимум скорости ветра при порыве м/сек	22
Средняя высота снежного покрова, см	3

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

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-6,8	-3,8	2,5	18,0	17,3	27,9	28,3	26,2	19,7	10,4	2,4	-3,6	11,5

Таблица 2.3 — Среднемесячная и годовая скорость ветра м/сек

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
4,7	5,1	3,6	3,6	2,9	3,4	3,0	3,2	3,9	3,8	4,0	4,2	3,8

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

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год	Сезон	
													XI- III	IV- X
14,4	17,7	17,7	9,4	31,5	2,8	0,7	9,4	2,7	59,8	17,4	11,5	195,0	78,7	116,3

Таблица 2.5 –Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
9	8	19	18	6	7	16	17	18

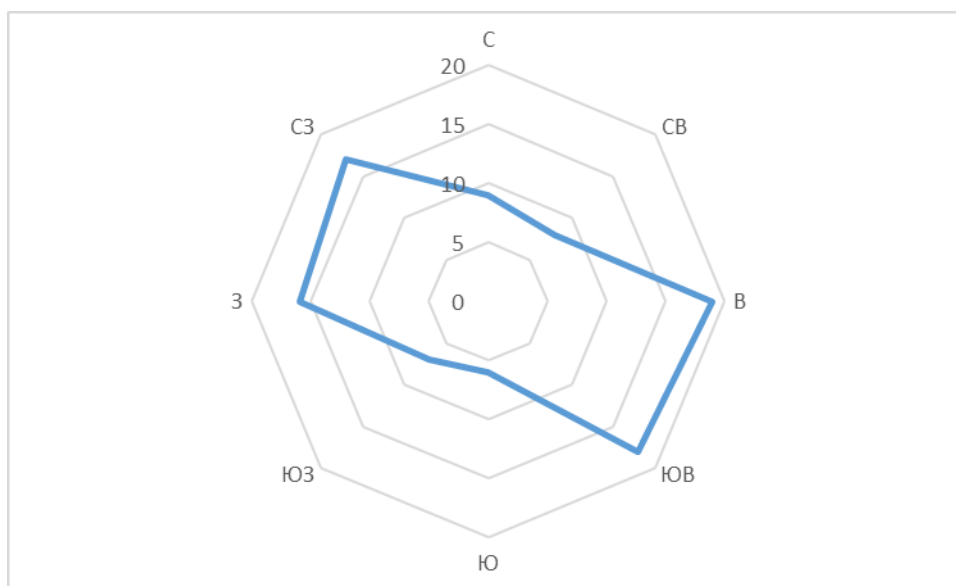


Рисунок 2.1- Роза ветров

2.2 Современное состояние атмосферного воздуха

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

Для оценки влияния производственной деятельности на атмосферный воздух на месторождении Терень Узюк 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 2.6-Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за 2024г

Точка отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Норма ПДК м.р. мг/м³	Фактическая концентрация, мг/ м³				Наличие превышения ПДК	Предложения по устранению нарушений и улучшению
			1 кв	2 кв	3 кв	4 кв		

								экологическо й обстановки
Граница СЗЗ	Диоксид азота	0,2	0,005	0,002	0,007	0,001	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид азота	0,4	0,004	0,006	0,004	0,005	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	2,42	2,39	2,36	2,81	Отсутствуют	Не требуется
	Углеводороды	50,0	0,507	0,508	0,468	0,548	Отсутствуют	Не требуется
	Пыль (взв. в-ва)	0,3	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	Отсутствуют	Не требуется
Граница СЗЗ К-9-01	Диоксид азота	0,2	0,003	0,003	0,007	0,001	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид азота	0,4	0,005	0,005	0,004	0,007	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	2,26	2,22	2,67	2,88	Отсутствуют	Не требуется
	Углеводороды	50,0	0,483	0,538	0,482	0,552	Отсутствуют	Не требуется
	Пыль (взв. в-ва)	0,3	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	Отсутствуют	Не требуется

Вывод: Анализ, проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха, на границе санитарно-защитной зоны месторождения Терень Узюк 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 км².

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

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

Река Урал – является главной водной артерией области, которая впадает в Каспийское море в 45-ти км южнее г. Атырау (общая длина 2534 км. в пределах Казахстана 1084 км). Река Урал используется как источник хозяйственно-питьевого водоснабжения ряда населенных пунктов. г. Атырау, поселков нефтепромыслов и железнодорожных станций, а также для судоходства с выходом в Каспийское море.

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

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

Расстояние от близлежащей месторождения Терень Узюк Западный до Каспийского моря измерено с помощью навигационной программы «SAS-Planet» согласно координатам, полученным данным от недропользователя составляет 16,67 км, что соответствует Экологическому Кодексу РК глава 19 «Общие экологические требования при осуществлении деятельности в государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря» ст.273.

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/дм³. 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 хвалыньских 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/дм³, 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 5 скважин. Результаты контроля за качеством подземных/грунтовых вод представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.7 - Результаты контроля грунтовых вод за 2024 г.

№, п/п	Наименование точки отбора	Уровень, м	Глубина, м	рН	Сухой остаток, мг/дм ³	Массовая концентрация нефтепродуктов,	Фенолы, мг/дм ³	АПАВ, мг/дм ³	ХПК, мгО/дм ³	Железо общее, мг/дм ³	Азот аммонийный, мг/дм ³	Нитриты, мг/дм ³	Нитраты, мг/дм ³	Медь, мг/дм ³	Цинк, мг/дм ³	Свинец, мг/дм ³	Никель, мг/дм ³
1 полугодие																	
Поля испарения																	
1	Скв. №36	1,70	2,50	7,7	127 098,56	0,22	0,021	0,418	1156,3	0,958	0,994	0,097	0,484	0,014	0,009	0,018	<0,005
Для канализационных септиков общежития и столовой																	
1	Скв. №37	1,20	3,50	8,3	70 439,68	0,29	0,022	0,337	933,8	1,141	1,643	0,182	1,191	0,069	<0,1	0,006	0,009
2	Скв. №38	1,40	4,30	7,8	92 246,53	0,17	0,018	0,276	1352,5	1,232	0,605	0,127	1,383	0,004	0,022	<0,002	0,016
3	Скв. №39	1,35	4,40	7,6	86 405,41	0,21	0,019	0,402	1131,3	0,984	0,433	0,133	1,684	<0,0005	0,004	0,020	<0,005
4	Скв. №40	1,25	4,08	8,0	93 998,87	0,26	0,023	0,389	991,3	1,076	0,951	0,481	0,344	0,041	0,013	0,008	<0,005
2 полугодие																	
Поля испарения																	
1	Скв. №36	1,60	2,50	8,2	135 232,60	0,26	0,012	0,549	993,8	1,037	0,759	0,101	0,595	0,006	<0,1	0,081	<0,005
Для канализационных септиков общежития и столовой																	
1	Скв. №37	1,10	3,50	8,6	95 528,44	0,26	0,018	0,641	703,8	1,089	0,936	0,225	0,980	<0,0005	0,066	0,003	<0,005
2	Скв. №38	1,25	4,30	8,2	101 756,54	0,20	0,021	0,558	1121,3	1,376	0,759	0,163	1,971	0,016	0,023	<0,002	<0,005
3	Скв. №39	1,45	4,40	8,1	97 474,72	0,17	0,014	0,482	1418,8	0,841	0,336	0,205	2,081	<0,0005	<0,1	<0,002	0,059
4	Скв. №40	1,15	4,08	8,7	131 923,92	0,21	0,011	0,654	815,1	1,167	0,865	0,308	0,430	<0,0005	<0,1	0,037	0,019

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

2.4 Почвенный покров

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

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

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

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

Мониторинг почвы на месторождениях НГДУ является составной частью системы производственного мониторинга окружающей среды и проводится с целью:

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

Результаты химического анализа проб почвы представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.8 - Результаты контроля почвы

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентраций (мг/кг)	Фактическая концентрация (мг/кг)	Наличие превышений предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
2 квартал 2022г					
СЭП – 1 территория нефтепромысла 53°13'22,7" 46°33'5,77"	Медь	3,0	<0,5	не превышает	-
	Цинк	23,0	4,866	не превышает	-
	Свинец	32,0	<2,5	не превышает	-
	Никель	4,0	3,499	не превышает	-
	Массовая доля нефтепродуктов	не нормир-я	159,5	-	-
СЭП – 2 территория нефтепромысла 53°13'48,1" 46°32'40,7"	Медь	3,0	0,200	не превышает	-
	Цинк	23,0	1,429	не превышает	-
	Свинец	32,0	0,018	не превышает	-
	Никель	4,0	0,855	не превышает	-
	Массовая доля нефтепродуктов	не нормир-я	145,9	-	-
СЭП – 3 территория нефтепромысла 53°15'40,6" 46°32'32,1"	Медь	3,0	0,249	не превышает	-
	Цинк	23,0	3,792	не превышает	-
	Свинец	32,0	0,039	не превышает	-
	Никель	4,0	0,935	не превышает	-
	Массовая доля нефтепродуктов	не нормир-я	140,8	-	-

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентраций (мг/кг)	Фактическая концентрация (мг/кг)	Наличие превышений предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
2 квартал 2022г					
4 квартал 2023г					
СЭП – 1 территория нефтепромысла 53°13'22,7" 46°33'5,77"	Медь	3,0	0,036	не превышает	-
	Цинк	23,0	4,041	не превышает	-
	Свинец	32,0	0,083	не превышает	-
	Никель	4,0	5,703	не превышает	-
	Массовая доля нефтепродуктов	не нормир-я	138,5	-	-
СЭП – 2 территория нефтепромысла 53°13'48,1" 46°32'40,7"	Медь	3,0	0,109	не превышает	-
	Цинк	23,0	3,877	не превышает	-
	Свинец	32,0	0,014	не превышает	-
	Никель	4,0	2,418	не превышает	-
	Массовая доля нефтепродуктов	не нормир-я	117,0	-	-
СЭП – 3 территория нефтепромысла 53°15'40,6" 46°32'32,1"	Медь	3,0	0,004	не превышает	-
	Цинк	23,0	2,601	не превышает	-
	Свинец	32,0	<2,5	не превышает	-
	Никель	4,0	1,595	не превышает	-
	Массовая доля нефтепродуктов	не нормир-я	99,6	-	-

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

2.5 Растительный покров

На территории месторождений преобладают пустынные растительные сообщества с включением полукустарничков и кустарничков. Они занимают основные площади растительного покрова и объединяют сообщества полыни, многолетней солянки и ксерофитных кустарников (саксаул). На территории преобладают следующие жизненные формы: псаммофильные кустарники, ксерофильные и галофитные полукустарники (полыни и солянки), коротковегетирующие многолетние и однолетние травы (эфимеры и эфимероиды), реже – длительно вегетирующие многолетники. Наземные объекты месторождений размещаются на территории, которая характеризуется достаточно разнообразным растительным покровом.

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

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

pennata).

2.6 Животный мир

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

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

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

3. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА

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

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

Численность и миграция населения.

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

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

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

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

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

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

Атырауская г.а.	14,92	20,11	5,19	6,58	6,28	2,00
Жылыойский район	18,86	23,64	4,78	9,65	5,33	1,73
Сельское население						
Атырауская область	17,05	22,32	5,27	6,50	5,27	1,19
Атырауская г.а.	22,61	26,11	3,50	5,37	6,66	1,58
Жылыойский район	18,24	23,31	5,07	4,26	6,01	1,29
Индерский район	12,35	18,80	6,45	8,13	4,10	0,79
Исатайский район	14,46	20,13	5,67	7,56	4,98	1,03
Курмангазинский район	13,42	20,26	6,84	9,74	4,72	1,04
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
Всего	63 565	9 541	119	49 848	4 057
Атырау г.а.	45 261	8 334	102	35 946	879

Жылыойский	6 538	675	9	5 404	450
Индерский	2 059	116	2	1 485	456
Исатайский	1 681	107	-	1 204	370
Курмангазинский	2 828	113	4	2 041	670
Кзылкогинский	1 725	47	-	1 124	554
Макатский	1 658	74	1	1 486	97
Махамбетский	1 815	75	1	1 158	581

Труд и доходы

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

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

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

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

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

населению в возрасте 15 лет и старше	78,7	82,6	75,3	89,3	90,8	87,9
численности рабочей силы	95,3	96,5	94,2	94,9	96,2	93,6
Безработное население, человек	9 959	3 630	6 329	9 959	3 630	6 329
Уровень безработицы, в процентах	4,7	3,5	5,8	5,1	3,8	6,4
Уровень молодежной безработицы, в процентах (в возрасте 15-34 лет) ¹⁾	-	-	-	-	-	-
Уровень долгосрочной безработицы, в процентах	1,2	1,9	0,5	1,3	2	0,6
Лица, не входящие в состав рабочей силы, человек	44 763	17 268	27 495	12 223	5 727	6 496
Доля лиц, не входящих в состав рабочей силы в численности населения, в процентах	17,4	14,4	20,1	5,9	5,6	6,1
Сельское население						
Рабочая сила, человек	152 267	80 164	72 103	149 367	78 717	70 650
Доля рабочей силы в численности населения, в процентах	73,1	76,3	69,7	90,2	90,9	89,4
Занятое население, человек	144 749	75 097	69 652	141 878	73 650	68 228
Уровень занятости, в процентах к:						
населению в возрасте 15 лет и старше	69,5	71,5	67,4	85,6	85	86,3
численности рабочей силы	95,1	93,7	96,6	95	93,6	96,6
Безработное население, человек	7 518	5 067	2 451	7 489	5 067	2 422
Уровень безработицы, в процентах	4,9	6,3	3,4	5	6,4	3,4
Уровень молодежной безработицы, в процентах (в возрасте 15-34 лет) ¹⁾	6,2	10,3	1,4	6,2	10,3	1,4
Уровень долгосрочной безработицы, в процентах	2,8	4,5	0,9	2,9	4,6	0,9
Лица, не входящие в состав рабочей силы, человек	56 153	24 841	31 312	16 313	7 898	8 415
Доля лиц, не входящих в состав рабочей силы в численности населения, в процентах	26,9	23,7	30,3	9,8	9,1	10,6

Экономика

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

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

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

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

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

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

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

4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

4.1 Инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу

Данный отчет представляет собой проект отчет к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Терень-Узюк Западный» расположенный в Атырауской области Республики Казахстан.

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

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

Обоснование исходных, принятых для расчета количественных характеристик выбросов

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

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

Вариант 1 (базовый)

Первый вариант предусматривает продолжение разработки месторождения согласно утвержденному варианту «Проекта разработки...» 2023г с корректировкой на текущее состояние. Предусматривается бурение оставшихся 7 скважин и проведение ГТМ по переходящему фонду.

II вариант (рекомендуемый)

Второй вариант предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки переходящим фондом скважин с проведением ГТМ по объектам разработки которых ранее была остановлена (V объекты и Возвратные объекты Основного и Северо-Западного поля), также по III объекту Основного поля и I-II объектам Северо-Западного поля предусматривается интенсификация добычи нефти (ИДН) путем форсирования отборов жидкости. Форсирование отборов жидкости на поздних стадиях разработки положительно влияет на конечные показатели извлечения нефти, способствуя повышению нефтеотдачи и более полному вовлечению остаточных запасов в разработку. Также учитывая увеличение объемов извлекаемой воды, в целях компенсации отборов предусматривается бурение 5 нагнетательных скважин в приконтурной зоне III объекта Основного поля.

В рамках ОПИ данного проекта «Дополнение к проекту разработки месторождения Терень-Узюк Западный» предусматривается бурение 3 горизонтальных скважин — №№ 750, 751, 752. При строительстве скважин используется буровая установка VR-500.

Примечание: при разработке технического проекта на строительство скважин возможно будут изменены марка буровой установок, согласно Единых правил рационального и комплексного использования недр.

Возможными стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при бурении скважин являются источники в количестве 31 единиц, из них организованных источников 11, неорганизованных источников 20.

ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ПЕРВОМУ ВАРИАНТУ:

При реализации данного проекта *по первому варианту (базовый)* предусматривает бурение 7 вертикальных добывающих скважин №№727, 728, 729, 730, 731, 732, 733. При строительстве скважин используется буровая установка ZJ-30.

Примечание: при разработке технического проекта на строительство скважин возможно будут изменены марка буровой установок, согласно Единых правил рационального и комплексного использования недр.

Возможными стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при бурении скважин являются источники в количестве 29 единиц, из них организованных источников 10, неорганизованных источников 19.

График бурения по 1 варианту разработки

№ п/п	Год	№ скважины	Объект	Поле	Вид мероприятия	Дебит нефти, т/сут	Глубина, м
1.	2030	729	III	Основное	Ввод из бурения	5,0	450
2.	2030	728	III	Основное	Ввод из бурения	4,9	450
3.	2028	727	III	Основное	Ввод из бурения	4,9	450
4.	2031	732	III	СЗП	Ввод из бурения	5,0	450
5.	2032	733	III	СЗП	Ввод из бурения	5,0	450
6.	2029	731	III	СЗП	Ввод из бурения	5,2	450
7.	2028	730	III	СЗП	Ввод из бурения	4,0	450

Технологический процесс при эксплуатации месторождения Терень-Узюк Западный по всем вариантам разработки происходит одинаково.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются:

Источник № 0001-0023 Резервуары

Источник №0024-0025 Печь марки ПТ-16-150М для отопления

Источник №0026-0028 Дизельная электростанция

Источник №0029 Котельная REX-75

Источник №0030-0031 Котельная BB-1535 RD

Источник №0032 Котельная BB-150 GA

Источник №0033-0036 Передвижной сварочный агрегат САГ

Неорганизованные источники

Источник №6001-6012 Насосная 9-МГР

Источник №6013-6015 Сварочный пост

Источник №6016-6018 Сварочный трансформатор

Источник №6019-6021 Пост газорезки

Источник №6022-6048 Замерная установка

Источник №6049-6052 Дренажный емкость

Источник №6053-6067 ГРПШ-10МС (РДГК-10М), ГСГО -100 (РДБК1-100)

Источник №6068-6082 АГЗУ

Источник №6083-6097 Дренажный емкость на ГЗУ

Источник №6098-6277 Скважина

- 2025 – по 168 скв. (ежегодно);
- 2026г – по 168 скв. (ежегодно);
- 2027г – по 168 скв. (ежегодно);
- 2028г – по 172 скв. (ежегодно);

- 2029г – по 174 скв. (ежегодно);
- 2030г – по 177 скв. (ежегодно);
- 2031г – по 179 скв. (ежегодно);
- 2032г – по 180 скв. (ежегодно);
- 2033г – по 179 скв. (ежегодно);
- 2034г – по 178 скв. (ежегодно).

В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 313 стационарных источников из них: 36 организованных источников загрязнения, 277 стационарных неорганизованных источников загрязнения.

ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО РЕКОМЕНДУЕМОМУ ВТОРОМУ ВАРИАНТУ

При реализации данного проекта *по второму варианту (рекомендуемый)* предусматривает бурение 5 нагнетательных скважин №№735, 736, 737, 738, 739. При строительстве скважин используется буровая установка ZJ-30.

Примечание: при разработке технического проекта на строительство скважин возможно будут изменены марка буровой установок, согласно Единых правил рационального и комплексного использования недр.

Возможными стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при бурении скважин являются источники в количестве 29 единиц, из них организованных источников 10, неорганизованных источников 19.

График бурения по 2 варианту разработки

№ п/п	Год	№ скважины	Объект	Поле	Вид мероприятия	Глубина, м
1.	2026	735	III	Основное	Ввод из бурения	450
2.	2026	736	III	Основное	Ввод из бурения	450
3.	2027	737	III	Основное	Ввод из бурения	450
4.	2027	738	III	Основное	Ввод из бурения	450
5.	2027	739	III	Основное	Ввод из бурения	450

Технологический процесс при эксплуатации месторождения Терень-Узюк Западный по всем вариантам разработки происходит одинаково.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются:

Источник № 0001-0023 Резервуары

Источник №0024-0025 Печь марки ПТ-16-150М для отопления

Источник №0026-0028 Дизельная электростанция

Источник №0029 Котельная REX-75

Источник №0030-0031 Котельная BB-1535 RD

Источник №0032 Котельная BB-150 GA

Источник №0033-0036 Передвижной сварочный агрегат САГ

Неорганизованные источники

Источник №6001-6012 Насосная 9-МГР

Источник №6013-6015 Сварочный пост

Источник №6016-6018 Сварочный трансформатор

Источник №6019-6021 Пост газорезки

Источник №6022-6048 Замерная установка

Источник №6049-6052 Дренажный емкость

Источник №6053-6067 ГРПШ-10МС (РДГК-10М), ГСГО -100 (РДБК1-100)

Источник №6068-6082 АГЗУ

Источник №6083-6097 Дренажный емкость на ГЗУ

Источник №6098-6265 Скважина

- 2025 – по 168 скв. (ежегодно);
- 2026г – по 168 скв. (ежегодно);
- 2027г – по 166 скв. (ежегодно);
- 2028г – по 168 скв. (ежегодно);
- 2029г – по 169 скв. (ежегодно);
- 2030г – по 167 скв. (ежегодно);
- 2031г – по 165 скв. (ежегодно);
- 2032г – по 163 скв. (ежегодно);
- 2033г – по 159 скв. (ежегодно);
- 2034г – по 155 скв. (ежегодно).

В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 301 стационарных источников из них: 36 организованных источников загрязнения, 265 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.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В РАМКАХ ОПИ ДАННОГО ПРОЕКТА

Таблица 4.1- Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве горизонтальной скважины №750

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,08262	0,01515
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,00241	0,00039
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	2,67585	5,57100
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,4	0,06		3	3,06549	7,09051
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,05		3	0,39821	0,91540
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	0,94765	2,01580
0333	Сероводород	0,008			2	0,00779	0,00003
0337	Углерод оксид	5	3		4	2,36020	5,01420
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		12,55577	0,11745
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01		2	0,09388	0,21763
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,05	0,01		2	0,09388	0,21763
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0,05		0,00070	0,00020
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	1,04969	2,18635
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,15	0,05		3	0,32733	0,04715
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,3	0,1		3	0,00726	0,00417
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0,04		0,02700	0,00540
	ВСЕГО :					23,6957	23,4185

Таблица 4.2 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве горизонтальной скважины №751

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,08262	0,01515
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,00241	0,00039
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	2,67444	8,08410
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,4	0,06		3	3,06526	10,35754
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,05		3	0,39810	1,33425
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	0,94500	2,85350
0333	Сероводород	0,008			2	0,00779	0,00003
0337	Углерод оксид	5	3		4	2,35400	7,10845
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		12,55577	0,11924
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01		2	0,09388	0,31816
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,05	0,01		2	0,09388	0,31816
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0,05		0,00070	0,00020
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	1,04969	3,19163
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,15	0,05		3	0,32733	0,04715
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,3	0,1		3	0,00726	0,00417
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0,04		0,02700	0,00540
В С Е Г О :						23,68514	33,75751

Таблица 4.3-Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве горизонтальной скважины №752

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,08262	0,01515
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,00241	0,00039
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	2,68217	5,28240
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,4	0,06		3	3,06651	6,71533
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,05		3	0,39871	0,86730
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	0,95953	1,91960
0333	Сероводород	0,008			2	0,00779	0,00003
0337	Углерод оксид	5	3		4	2,38830	4,77370
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		12,55577	0,10915
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01		2	0,09388	0,20609

1325	Формальдегид (Метаналь)	0,05	0,01		2	0,09388	0,20609
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0,05		0,00070	0,00020
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	1,04969	2,07066
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,15	0,05		3	0,32733	0,04715
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,3	0,1		3	0,00726	0,00417
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0,04		0,02700	0,00540
	В С Е Г О :					23,74358	22,22280

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

Таблица 4.4-Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве вертикальных добывающих скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год 1 скв	Выброс вещества, т/год 7 скв
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04	3	0,05322	0,01007	0,07051
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001	2	0,00115	0,00017	0,00119
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04	2	2,04836	4,53060	31,71420
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,4	0,06	3	2,57061	5,75532	40,28724
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,05	3	0,33436	0,74490	5,21430
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3	0,80833	1,69310	11,85170
0333	Сероводород	0,008		2	0,00779	0,00003	0,00021
0337	Углерод оксид	5	3	4	1,99988	4,20220	29,41540
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				12,55577	0,13718	0,96024
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2	0,07869	0,17650	1,23547
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,05	0,01	2	0,07869	0,17650	1,23547
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,00070	0,00020	0,00140
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4	0,89777	1,77503	12,42520
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,15	0,05	3	0,32733	0,04715	0,33006

2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,3	0,1	3	0,00671	0,00386	0,02699
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0,02700	0,00540	0,03780
	В С Е Г О :				21,79635	19,25820	134,8073

Ниже представлены сводные таблицы при эксплуатации месторождения Терень-Узюк Западный на 10 лет при реализации проекта по первому варианту разработки.

Таблица 4.5-Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2025-2034гг (I вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ									
		2025г		2026г		2027г		2028г		2029г	
		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	0,02288	0,1731	0,02288	0,1731	0,02288	0,1731	0,02288	0,1731	0,02288	0,1731
0143	Марганец и его соединения	0,00067	0,0055	0,00067	0,0055	0,00067	0,0055	0,00067	0,0055	0,00067	0,0055
0301	Азота (IV) диоксид	0,32637	2,14883	0,32637	2,14883	0,32637	2,14883	0,32637	2,14883	0,32637	2,14883
0304	Азот (II) оксид	0,31371	0,7978	0,31371	0,7978	0,31371	0,7978	0,31371	0,7978	0,31371	0,7978
0328	Углерод (Сажа)	0,0389	0,0696	0,0389	0,0696	0,0389	0,0696	0,0389	0,0696	0,0389	0,0696
0330	Сера диоксид	0,08049	0,20956	0,08049	0,20956	0,08049	0,20956	0,08049	0,20956	0,08049	0,20956
0333	Сероводород	0,004879	0,01522	0,004879	0,01528	0,004879	0,01538	0,004879	0,01565	0,004879	0,01597
0337	Углерод оксид	0,49876	8,47307	0,49876	8,47307	0,49876	8,47307	0,49876	8,47307	0,49876	8,47307
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,00014	0,00144	0,00014	0,00144	0,00014	0,00144	0,00014	0,00144	0,00014	0,00144
0344	Фториды неорганические плохо растворимые -	0,00034	0,0041	0,00034	0,0041	0,00034	0,0041	0,00034	0,0041	0,00034	0,0041
0410	Метан (727*)	0,15782	4,97704	0,15782	4,97704	0,15782	4,97704	0,15782	4,97704	0,15782	4,97704
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	5,980357	21,597583	5,980357	21,664883	5,980357	21,795083	5,982457	22,139593	5,983507	22,522793
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	1,999871	1,130946	1,999871	1,155846	1,999871	1,204146	1,999871	1,307346	1,999871	1,437246
0602	Бензол (64)	0,026117	0,01474	0,026117	0,015066	0,026117	0,015697	0,026117	0,017045	0,026117	0,01874
0616	Диметилбензол (	0,008208	0,00463	0,008208	0,00474	0,008208	0,00493	0,008208	0,00536	0,008208	0,00589
0621	Метилбензол (349)	0,016416	0,00927	0,016416	0,00947	0,016416	0,00987	0,016416	0,01071	0,016416	0,01178
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167
1325	Формальдегид	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/	0,000008	0,00026	0,000008	0,00026	0,000008	0,00026	0,000008	0,00026	0,000008	0,00026
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0,0935	0,1672	0,0935	0,1672	0,0935	0,1672	0,0935	0,1672	0,0935	0,1672
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,00014	0,00175	0,00014	0,00175	0,00014	0,00175	0,00014	0,00175	0,00014	0,00175
	В С Е Г О :	9,588376	39,835039	9,588376	39,927935	9,588376	40,107756	9,590476	40,558354	9,591526	41,075069

Продолжение таблицы 4.5

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ									
		2030г		2031г		2032г		2033г		2034г	
		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	0,02288	0,1731	0,02288	0,1731	0,02288	0,1731	0,02288	0,1731	0,02288	0,1731
0143	Марганец и его соединения	0,00067	0,0055	0,00067	0,0055	0,00067	0,0055	0,00067	0,0055	0,00067	0,0055
0301	Азота (IV) диоксид	0,32637	2,14883	0,32637	2,14883	0,32637	2,14883	0,32637	2,14883	0,32637	2,14883
0304	Азот (II) оксид	0,31371	0,7978	0,31371	0,7978	0,31371	0,7978	0,31371	0,7978	0,31371	0,7978
0328	Углерод (Сажа)	0,0389	0,0696	0,0389	0,0696	0,0389	0,0696	0,0389	0,0696	0,0389	0,0696
0330	Сера диоксид	0,08049	0,20956	0,08049	0,20956	0,08049	0,20956	0,08049	0,20956	0,08049	0,20956
0333	Сероводород	0,004889	0,01621	0,004889	0,01639	0,004889	0,01649	0,004889	0,01649	0,004889	0,01641
0337	Углерод оксид	0,49876	8,47307	0,49876	8,47307	0,49876	8,47307	0,49876	8,47307	0,49876	8,47307
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,00014	0,00144	0,00014	0,00144	0,00014	0,00144	0,00014	0,00144	0,00014	0,00144
0344	Фториды неорганические плохо растворимые -	0,00034	0,0041	0,00034	0,0041	0,00034	0,0041	0,00034	0,0041	0,00034	0,0041
0410	Метан (727*)	0,15782	4,97704	0,15782	4,97704	0,15782	4,97704	0,15782	4,97704	0,15782	4,97704
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	5,985077	22,828253	5,986127	23,058863	5,986657	23,178713	5,986127	23,171063	5,985607	23,073703
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	1,999871	1,532146	1,999871	1,605346	1,999871	1,643646	1,999871	1,646946	1,999871	1,617046
0602	Бензол (64)	0,026117	0,01998	0,026117	0,020936	0,026117	0,021436	0,026117	0,02148	0,026117	0,021088
0616	Диметилбензол (	0,008208	0,00628	0,008208	0,00658	0,008208	0,00674	0,008208	0,00675	0,008208	0,00663
0621	Метилбензол (349)	0,016416	0,01256	0,016416	0,01316	0,016416	0,01347	0,016416	0,0135	0,016416	0,01326
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167
1325	Формальдегид	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/	0,000008	0,00026	0,000008	0,00026	0,000008	0,00026	0,000008	0,00026	0,000008	0,00026
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0,0935	0,1672	0,0935	0,1672	0,0935	0,1672	0,0935	0,1672	0,0935	0,1672
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,00014	0,00175	0,00014	0,00175	0,00014	0,00175	0,00014	0,00175	0,00014	0,00175
	В С Е Г О :	9,593106	41,478079	9,594156	41,783925	9,594686	41,943145	9,594156	41,938879	9,593636	41,810787

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

Таблица 4.6–Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве нагнетательных скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год 1 скв	Выброс вещества, т/год 5 скв
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04	3	0,05322	0,01007	0,05035
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001	2	0,00115	0,00017	0,00085
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04	2	2,04836	4,53060	22,653
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,4	0,06	3	2,57061	5,75532	28,7766
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,05	3	0,33436	0,74490	3,7245
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3	0,80833	1,69310	8,4655
0333	Сероводород	0,008		2	0,00779	0,00003	0,00015
0337	Углерод оксид	5	3	4	1,99988	4,20220	21,011
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				12,55577	0,13718	0,6859
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2	0,07869	0,17650	0,8825
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,05	0,01	2	0,07869	0,17650	0,8825
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,00070	0,00020	0,001
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4	0,89777	1,77503	8,87515
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,15	0,05	3	0,32733	0,04715	0,23575
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,3	0,1	3	0,00671	0,00386	0,0193
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0,02700	0,00540	0,027
	В С Е Г О :				21,79635	19,25820	96,29105

Ниже представлены сводные таблицы при эксплуатации месторождения Терень-Узюк Западный на 10 лет при реализации проекта по второму варианту разработки.

Таблица 4.7-Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2025-2034гг (рекомендуемый II вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ									
		2025г		2026г		2027г		2028г		2029г	
		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	0,02288	0,1731	0,02288	0,1731	0,02288	0,1731	0,02288	0,1731	0,02288	0,1731
0143	Марганец и его соединения	0,00067	0,0055	0,00067	0,0055	0,00067	0,0055	0,00067	0,0055	0,00067	0,0055
0301	Азота (IV) диоксид	0,32637	2,14883	0,32637	2,14883	0,32637	2,14883	0,32637	2,14883	0,32637	2,14883
0304	Азот (II) оксид	0,31371	0,7978	0,31371	0,7978	0,31371	0,7978	0,31371	0,7978	0,31371	0,7978
0328	Углерод (Сажа)	0,0389	0,0696	0,0389	0,0696	0,0389	0,0696	0,0389	0,0696	0,0389	0,0696
0330	Сера диоксид	0,08049	0,20956	0,08049	0,20956	0,08049	0,20956	0,08049	0,20956	0,08049	0,20956
0333	Сероводород	0,004879	0,01533	0,004879	0,01558	0,004879	0,016	0,004879	0,01586	0,004879	0,01587
0337	Углерод оксид	0,49876	8,47307	0,49876	8,47307	0,49876	8,47307	0,49876	8,47307	0,49876	8,47307
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,00014	0,00144	0,00014	0,00144	0,00014	0,00144	0,00014	0,00144	0,00014	0,00144
0344	Фториды неорганические плохо растворимые -	0,00034	0,0041	0,00034	0,0041	0,00034	0,0041	0,00034	0,0041	0,00034	0,0041
0410	Метан (727*)	0,15782	4,97704	0,15782	4,97704	0,15782	4,97704	0,15782	4,97704	0,15782	4,97704
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	5,980357	21,727783	5,980357	22,028483	5,979307	22,533973	5,980357	22,374083	5,980887	22,386133
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	1,999871	1,179146	1,999871	1,290746	1,999871	1,490446	1,999871	1,418946	1,999871	1,417246
0602	Бензол (64)	0,026117	0,015371	0,026117	0,016827	0,026117	0,019436	0,026117	0,018501	0,026117	0,018479
0616	Диметилбензол (	0,008208	0,00483	0,008208	0,00529	0,008208	0,00611	0,008208	0,00581	0,008208	0,00581
0621	Метилбензол (349)	0,016416	0,00966	0,016416	0,01058	0,016416	0,01222	0,016416	0,01163	0,016416	0,01162
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167
1325	Формальдегид	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/	0,000008	0,00026	0,000008	0,00026	0,000008	0,00026	0,000008	0,00026	0,000008	0,00026
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0,0935	0,1672	0,0935	0,1672	0,0935	0,1672	0,0935	0,1672	0,0935	0,1672
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,00014	0,00175	0,00014	0,00175	0,00014	0,00175	0,00014	0,00175	0,00014	0,00175
	В С Е Г О :	9,588376	40,01477	9,588376	40,430156	9,587326	41,140835	9,588376	40,90748	9,588906	40,917808

Продолжение таблицы 4.7

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ									
		2030г		2031г		2032г		2033г		2034г	
		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	0,02288	0,1731	0,02288	0,1731	0,02288	0,1731	0,02288	0,1731	0,02288	0,1731
0143	Марганец и его соединения	0,00067	0,0055	0,00067	0,0055	0,00067	0,0055	0,00067	0,0055	0,00067	0,0055
0301	Азота (IV) диоксид	0,32637	2,14883	0,32637	2,14883	0,32637	2,14883	0,32637	2,14883	0,32637	2,14883
0304	Азот (II) оксид	0,31371	0,7978	0,31371	0,7978	0,31371	0,7978	0,31371	0,7978	0,31371	0,7978
0328	Углерод (Сажа)	0,0389	0,0696	0,0389	0,0696	0,0389	0,0696	0,0389	0,0696	0,0389	0,0696
0330	Сера диоксид	0,08049	0,20956	0,08049	0,20956	0,08049	0,20956	0,08049	0,20956	0,08049	0,20956
0333	Сероводород	0,004879	0,01587	0,004879	0,0158	0,004879	0,01571	0,004879	0,01559	0,004879	0,01546
0337	Углерод оксид	0,49876	8,47307	0,49876	8,47307	0,49876	8,47307	0,49876	8,47307	0,49876	8,47307
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,00014	0,00144	0,00014	0,00144	0,00014	0,00144	0,00014	0,00144	0,00014	0,00144
0344	Фториды неорганические плохо растворимые -	0,00034	0,0041	0,00034	0,0041	0,00034	0,0041	0,00034	0,0041	0,00034	0,0041
0410	Метан (727*)	0,15782	4,97704	0,15782	4,97704	0,15782	4,97704	0,15782	4,97704	0,15782	4,97704
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	5,980887	22,390633	5,978787	22,284023	5,977737	22,170113	5,975637	22,005203	5,973537	21,831293
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	1,999871	1,418946	1,999871	1,403946	1,999871	1,373946	1,999871	1,337346	1,999871	1,297346
0602	Бензол (64)	0,026117	0,018501	0,026117	0,018306	0,026117	0,017914	0,026117	0,017436	0,026117	0,016914
0616	Диметилбензол (	0,008208	0,00581	0,008208	0,00575	0,008208	0,00563	0,008208	0,00548	0,008208	0,00532
0621	Метилбензол (349)	0,016416	0,01163	0,016416	0,01151	0,016416	0,01126	0,016416	0,01096	0,016416	0,01063
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167
1325	Формальдегид	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167	0,0094	0,0167
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/	0,000008	0,00026	0,000008	0,00026	0,000008	0,00026	0,000008	0,00026	0,000008	0,00026
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0,0935	0,1672	0,0935	0,1672	0,0935	0,1672	0,0935	0,1672	0,0935	0,1672
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,00014	0,00175	0,00014	0,00175	0,00014	0,00175	0,00014	0,00175	0,00014	0,00175
	В С Е Г О :	9,588906	40,92404	9,586806	40,801985	9,585756	40,657223	9,583656	40,454665	9,581556	40,239613

Ориентировочная качественная и количественная оценка выбросов в атмосферу загрязняющих веществ

По проведенным предварительным расчетным данным при разработке месторождения Терень-Узюк Западный стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух будет ориентировочно выбрасываться следующее количество загрязняющих веществ по рассматриваемым вариантам:

при строительстве скважин в рамках ОПИ данного проекта:

- при строительстве горизонтальной добывающей скважины №750 - **23,4185 т/год;**
- при строительстве горизонтальной добывающей скважины №751 - **33,75751 т/год;**
- при строительстве горизонтальной добывающей скважины №752 - **22,2228 т/год;**

по I варианту разработки (базовый):

- при строительстве вертикальных добывающих скважин №№727, 728, 729, 730, 731, 732, 733 проектной глубиной 450м - **134,8073 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2025г - **39,835039 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2026г - **39,927935 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2027г - **40,107756 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2028г - **40,558354 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2029г - **41,075069 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2030г - **41,478079 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2031г - **41,783925 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2032г - **41,943145 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2033г - **41,938879 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2034г - **41,810787 т/год.**

по II варианту разработки (рекомендуемый):

- при строительстве 5 нагнетательных скважин №№735, 736, 737, 738, 739 проектной глубиной 450м - **96,29105 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2025г - **40,01477 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2026г - **40,430156 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2027г - **41,140835 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2028г - **40,90748 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2029г - **40,917808 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2030г - **40,92404 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2031г - **40,801985 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2032г - **40,657223 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2033г - **40,454665 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2034г - **40,239613 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 4.8 приведены метеорологические характеристики, полученные с РГП «Казгидромет».

Таблица 4.8 - 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 максимальная температура наружного воздуха самого жаркого месяца (июль)°С	+34,6
Средняя минимальная температура наружного воздуха самого холодного месяца (январь)°С	-10,1
С	9
СВ	8
В	19
ЮВ	18
Ю	6
ЮЗ	7
З	16
СЗ	17
Скорость ветра, повторяемость превышения которой за год составляет 5%	13 м/с
Среднее число дней с пыльными бурями	13,5

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

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

Код загрязняющего вещества	Наименование загрязняющего вещества	Фон - мг/м³
301	Азота диоксид	0,004
304	Оксид азота	0,005
330	Сера диоксид	<0,025
333	Сероводород	<0,004
337	Углерода оксид	2,501
2754	Углеводороды	0,511
2902	Пыль	<0,05

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

Расчеты приземных концентраций выполнены с учетом одновременной работы технологического оборудования при проведении планируемых работ на месторождении Терень-Узюк Западный.

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_{м.р.}. Расстояния определялись от источников выбросов до рассматриваемых изолиний.

Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10-Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	См	РП	СЗЗ	ПДК _{мр} (ОБУВ) мг/м ³	ПДК _{сс} мг/м ³	Класс опасн.
При строительстве скважины							
0123	Железо (II, III) оксиды	14,256251	0,258585	0,00608	0,4*	0,04	3
0143	Марганец и его соединения	12,322201	0,54793	0,005986	0,01	0,001	2
0301	Азота (IV) диоксид	231,118088	7,331839	0,864216	0,2	0,04	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	149,592087	4,765945	0,554738	0,4	0,06	3
0328	Углерод (Сажа)	153,691772	1,391151	0,088611	0,15	0,05	3
0330	Сера диоксид	31,506638	1,025578	0,17116	0,5	0,05	3
0333	Сероводород	34,79039	3,798724	0,591654	0,008	0,0008*	2
0337	Углерод оксид	7,86513	0,576295	0,362553	5	3	4
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	8,968863	0,89543	0,05683	50	5,0*	-
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	61,333916	1,951157	0,223057	0,03	0,01	2
1325	Формальдегид (Метаналь)	36,80035	1,170694	0,133834	0,05	0,01	2
2735	Масло минеральное нефтяное	0,500031	0,023392	0,001469	0,05	0,005*	-
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	22,360031	0,584576	0,07137	1	0,1*	4
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	233,821777	10,557307	0,43333	0,15	0,05	3
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	2,39515	0,048503	0,000874	0,3	0,1	3
2930	Пыль абразивная	72,325958	1,649985	0,038402	0,04	0,004*	-
6037	0333 + 1325	71,590744	3,831525	0,683772			
6044	0330 + 0333	66,297028	3,881525	0,72114			
__ПЛ	2907 + 2908 + 2930	77,369713	3,097162	0,031624			
При эксплуатации месторождения							
0123	Железо (II, III) оксиды	6,128956	0,011045	0,001292	0,4*	0,04	3

0143	Марганец и его соединения	7,179021	0,006761	0,001417	0,01	0,001	2
0301	Азота (IV) диоксид	33,991322	0,436331	0,059282	0,2	0,04	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	15,969194	0,250226	0,031449	0,4	0,06	3
0328	Углерод (Сажа)	16,011591	0,057081	0,005099	0,15	0,05	3
0330	Сера диоксид	3,252341	0,080498	0,053546	0,5	0,05	3
0333	Сероводород	21,371872	0,711737	0,514847	0,008	0.0008*	2
0337	Углерод оксид	1,474717	0,509299	0,50158	5	3	4
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,250016	0,001872	0,000288	0,02	0,005	2
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,182154	0,000224	0,000036	0,2	0,03	2
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	4,161806	0,067445	0,004816	50	5.0*	-
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	2,380948	0,041285	0,002761	30	3.0*	-
0602	Бензол (64)	3,109361	0,053917	0,003606	0,3	0,1	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1,465806	0,025417	0,0017	0,2	0.02*	3
0621	Метилбензол (349)	0,977204	0,016945	0,001133	0,6	0.06*	3
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	6,464392	0,102314	0,011773	0,03	0,01	2
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	3,878635	0,061388	0,007064	0,05	0,01	2
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/	5,714644	0,069306	0,006184	0,00005	0.000005*	3
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1,924542	0,529268	0,513107	1	0.1*	4
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,050003	0,166703	0,166673	0,3	0,1	3
6007	0301 + 0330	37,243664	0,496176	0,106715			
6037	0333 + 1325	25,250507	0,711817	0,518517			
6041	0330 + 0342	3,502357	0,080505	0,053717			
6044	0330 + 0333	24,624216	0,761912	0,567926			
6359	0342 + 0344	0,43217	0,002096	0,000324			

Карты изолиний результатов расчета рассеивания по всем загрязняющим веществам приведены в приложении №5.

Анализ результатов расчета химического загрязнения атмосферы

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

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

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

Максимальная приземная концентрация 0,86 ПДК на границе СЗЗ наблюдается по диоксиду азота.

По всем остальным ингредиентам величины приземных концентраций в районе расположения месторождения Терень-Узюк Западный 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 и эксплуатации месторождения в 2025-2034гг 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 «Жылыоймунайгаз» 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.02.Х.КZ68VBZ00039568 от 07.12.2022г. приложены в приложении).

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 водоисточникам, 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 м³ с последующим вывозом их на утилизацию в специализированную организацию (Договор с специализированными организациями определяется путем тендера).

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

Расчет норм водопотребления и водоотведения

При суточной норме потребления питьевой и хоз-бытовой воды 150 л/сут общий объем потребления воды для 30 работников ориентировочно составляет:

Баланс водопотребления и водоотведения при проведении ОПИ

Таблица 4.11- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин

Потребитель	Продолжи- тельность сутки	Коли- чество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
горизонтальная скважина №750							
Хоз-питьевые нужды	40,06	20	0,15	3	120,18	3	120,18
Итого:					120,18		120,18
горизонтальная скважина №751							
Хоз-питьевые нужды	40,27	20	0,15	3	120,81	3	120,81
Итого:					120,81		120,81
горизонтальная скважина №752							
Хоз-питьевые нужды	38,41	20	0,15	3	115,23	3	115,23
Итого:					115,23		115,23
ИТОГО при строительстве скважин при ОПИ:					356,22		356,22

Баланс водопотребления и водоотведения согласно I вариант разработки (базовый)**Таблица 4.12 – Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных скважин**

Потребитель	Продолжи- тельность сутки	Коли- чество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
1 скважина							
Хоз-питьевые нужды	29,06	20	0,15	3	87,18	3	87,18
Итого:					87,18		87,18
7 скважин							
Хоз-питьевые нужды	203,42	20	0,15	3	610,26	3	610,26
Итого:					610,26		610,26

Таблица 4.13- Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2025-2034 гг (1 вариант разработки)

Потребитель	Продолж ительнос ть сутки	Коли- чество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
2025 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
2026 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
2027 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
2028 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
2029 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
2030 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
2031 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
2032 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
2033 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
2034 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
Итого:				16425			16425

Объем водопотребления и водоотведения согласно первому варианту составляет – 17035,3 м³.

Баланс водопотребления и водоотведения согласно II вариант (рекомендуемый)**Таблица 4.14 – Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве нагнетательных скважин**

Потребитель	Продолжи- тельность сутки	Коли- чество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
1 скважина							
Хоз-питьевые нужды	29,06	20	0,15	3	87,18	3	87,18
Итого:					87,18		87,18
5 скважин							
Хоз-питьевые нужды	145,3	20	0,15	3	435,9	3	435,9
Итого:					435,9		435,9

Таблица 4.15- Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2025-2034 гг (2 вариант разработки)

Потребитель	Продолж ительнос ть сутки	Коли- често чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
2025 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
2026 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
2027 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
2028 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
2029 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
2030 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
2031 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
2032 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
2033 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
2034 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	3	1642,5	3	1642,5
Итого:				16425		16425	

Объем водопотребления и водоотведения согласно рекомендуемому второму варианту составляет – 16860,9 м³.

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

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

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

Объем буровых сточных вод ($V_{БСВ}$) определяется по формуле при строительстве горизонтальной скважины №750:

$$V_{БСВ} = 2 \times V_{обр};$$

$$V_{БСВ} = 2 \times 85,008 = 170,02 \text{ м}^3;$$

Объем буровых сточных вод ($V_{БСВ}$) определяется по формуле при строительстве горизонтальной скважины №751:

$$V_{БСВ} = 2 \times V_{обр};$$

$$V_{БСВ} = 2 \times 85,5 = 171,00 \text{ м}^3;$$

Объем буровых сточных вод ($V_{БСВ}$) определяется по формуле при строительстве горизонтальной скважины №752:

$$V_{БСВ} = 2 \times V_{обр};$$

$$V_{бсв} = 2 \times 85,51 = 171,02 \text{ м}^3.$$

Объем буровых сточных вод ($V_{бсв}$) определяется по формуле при строительстве вертикальной скважины по первому варианту разработки:

$$V_{бсв} = 2 \times V_{обр};$$

$V_{бсв} = 2 \times 87,13 = 174,26 \text{ м}^3$, соответственно объем буровых сточных вод при бурении 7 вертикальных скважин проектной глубиной 450 м составит 1219,82 м³.

Объем буровых сточных вод ($V_{бсв}$) определяется по формуле при строительстве нагнетательной скважины по второму варианту разработки (рекомендуемый)::

$$V_{бсв} = 2 \times V_{обр};$$

$V_{бсв} = 2 \times 87,13 = 174,26 \text{ м}^3$, соответственно объем буровых сточных вод при бурении 5 нагнетательных скважин проектной глубиной 450 м составит 871,3 м³.

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 Терень-Узюк Западный образуются твердые и жидкие отходы. Отходы оказывает негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду. Бурение скважин будут осуществляется **безамбарным методом**.

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

Отходы образуются:

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

- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 4.16 - Объем выбуренной породы при бурении горизонтальной скважины №750

<i>Интервал</i>	<i>k</i>	<i>π</i>	<i>R, м</i>	<i>R2</i>	<i>L</i>	<i>V_{скв} = (K1*π*R2*L), м3</i>	<i>L, отб. керна</i>
1	2	3	4	5	6	7	9
0-20	1,2	3,14	0,19685	0,0387	20	2,9202	-
20-100	1,15	3,14	0,14765	0,0218	80	6,2977	-
100-250,7	1,1	3,14	0,10795	0,0117	150,7	6,0657	-
250,7-532,8	1,1	3,14	0,07620	0,0058	282	5,6576	-
V_{скв} =					20,94		

$$V_{\text{шлам}} = V_{\text{ш}} = V_{\text{скв}} \times 1,2$$

$$25,130 \text{ м}^3 \quad 43,977 \text{ т}$$

$$V_{\text{циркуляция}} = 159 \text{ м}^3$$

$$OBR = 1,2 * V_{\text{скв}} * K1 + 0,5 * V_{\text{ц}},$$

$$85,008 \quad 107,11 \text{ т}$$

Таблица 4.17- Объем выбуренной породы при бурении горизонтальной скважины №751

<i>Интервал</i>	<i>k</i>	<i>π</i>	<i>R, м</i>	<i>R2</i>	<i>L</i>	<i>V_{скв} = (K1*π*R2*L), м3</i>	<i>L, отб. керна</i>
1	2	3	4	5	6	7	9
0-20	1,2	3,14	0,19685	0,0387	20	2,9202	-
20-100	1,15	3,14	0,14765	0,0218	80	6,2977	-
100-308,6	1,1	3,14	0,10795	0,0117	208,6	8,3962	-
308,6-567,9	1,1	3,14	0,07620	0,0058	259	5,2004	-
V_{скв} =					22,81		

$$V_{\text{шлам}} = V_{\text{ш}} = V_{\text{скв}} \times 1,2$$

$$27,377 \text{ м}^3 \quad 47,910 \text{ т}$$

$$V_{\text{циркуляция}} = 159 \text{ м}^3$$

$$OBR = 1,2 * V_{\text{скв}} * K1 + 0,5 * V_{\text{ц}},$$

$$85,500 \text{ м}^3 \quad 107,73 \text{ т}$$

Таблица 4.18 - Объем выбуренной породы при бурении горизонтальной скважины №752

Интервал	k	π	R, м	R2	L	$V_{скв} = (K1 * \pi * R2 * L), м^3$	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	8
0-20	1,2	3,14	0,19685	0,0387	20	2,9202	-
20-100	1,15	3,14	0,14765	0,0218	80	6,2977	-
100-308,6	1,1	3,14	0,10795	0,0117	208,6	8,3962	-
308,6-570	1,1	3,14	0,07620	0,0058	261	5,2425	-
V _{скв} =					22,86		

$$V_{шлам} = V_{ш} = V_{скв} \times 1,2$$

$$27,428 \text{ м}^3 \quad 47,999 \text{ т}$$

$$V_{циркуляция} = 159 \text{ м}^3$$

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

$$85,51 \text{ м}^3 \quad 107,744 \text{ т}$$

Таблица 4.19 - Объем выбуренной породы при строительстве вертикальной скважины проектной глубиной 450м

Интервал	k	π	R, м	R2	L	$V_{скв} = (K1 * \pi * R2 * L), м^3$	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	8
0-20	1,2	3,14	0,19685	0,0387	20	2,9202	-
20-100	1,15	3,14	0,14765	0,0218	80	6,2977	-
100-450	1,1	3,14	0,10795	0,0117	350	14,0876	-
V _{скв} =					23,31		

$$V_{шлам} = V_{ш} = V_{скв} \times 1,2$$

$$27,97 \text{ м}^3 \quad 48,94 \text{ т}$$

$$V_{циркуляция} = 162,00 \text{ м}^3$$

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

$$87,13 \text{ м}^3 \quad 109,78 \text{ т}$$

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:

α – 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 м³/год, плотность отхода – 0,25 т/м³.

Расчет образования отходов производится по формуле:

$$M = n * q * p, \text{ т/год,}$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

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

p – плотность, т/м³.

Таблица 4.20 - Образование коммунальных отходов при строительстве скважин

Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м³/год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м³	Количество ТБО, т/пер.
при бурении горизонтальной скважины №750					
Вахтовый поселок при строительстве	20	0,3	40,06	0,25	0,1646
Итого:					0,1646
при бурении горизонтальной скважины №751					
Вахтовый поселок при строительстве	20	0,3	40,27	0,25	0,1655
Итого:					0,1655
при бурении 1 горизонтальной скважины №752					
Вахтовый поселок при строительстве	20	0,3	38,41	0,25	0,1578
Итого:					0,1578
при бурении вертикальной скважины					
Вахтовый поселок при строительстве	20	0,3	29,06	0,25	0,1194
Итого:					0,1194
при бурении нагнетательной скважины					
Вахтовый поселок при строительстве	20	0,3	29,06	0,25	0,1194
Итого:					0,1194

Количество промасленной ветоши

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

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

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

M₀ – 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

$$N = M_{ост} * \alpha,$$

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

α – остаток электрода, 0,015.

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

Отработанные аккумуляторы

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

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

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

τ – срок эксплуатации аккумулятора, 2 года

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

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, м³

Y_d – расход дизельного топлива за год, м³

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

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

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

Таблица 4.21 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважины

Вид скважин	Расход. Y м ³	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива H	Плотность масла. т/м ³	Нормативное количество израсходованного моторного масла N т/пер.	Отработан- ное масло M _{отр.мот.} т/пер. 1 скв.
при бурения горизонтальной скважины №750	246,56	0,024	0,93	5,5032	1,3758
при бурения горизонтальной скважины №751	248,65	0,024	0,93	5,5499	1,3875
при бурения горизонтальной скважины №752	235,55	0,024	0,93	5,2574	1,3143
при бурения вертикальной скважины	183,69	0,024	0,93	4,1000	1,0250
при бурения нагнетательной скважины	183,69	0,024	0,93	4,1000	1,0250

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 – 0,3м³/год, плотность отхода – 0,25т/м³.

Расчет образования ТБО производится по формуле:

$$M = n * q * \rho \text{ т/год},$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

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

ρ – плотность ТБО, т/м³.

Таблица 4.22-Образование коммунальных отходов при эксплуатации

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

Количество промасленной ветоши

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

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

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

M_o – поступающее количество ветоши, 0,089 т/год;

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

$$M = 0,12 * M_o$$

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

$$W = 0,15 * M_o$$

Количество промасленной ветоши в году:

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

Огарки сварочных электродов

Огарки сварочных электродов определяется по формуле:

$$N = M_{\text{ост}} * \alpha,$$

где: M_{ост} - расход электродов, т/год;

α - 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;

τ – срок эксплуатации аккумулятора, 2 года

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

Таблица 4.23-Количественный и качественный состав отходов при строительстве скважин при ОПИ

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год		
		гориз.скв. №750	гориз.скв. №751	гориз.скв. №752
Буровой шлам	Опасные отходы	43,977	47,910	47,999
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	107,11	107,73	107,744
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,1126	0,1126	0,1126
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,00013	0,00013	0,00013
Отработанные масла	Опасные отходы	1,3758	1,3875	1,3143
Металлолом	Не опасные отходы	0,228	0,228	0,228
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,0015	0,0015
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	0,1646	0,1655	0,1578
Всего:		152,97	157,54	157,56

Количественный и качественный состав отходов по I варианту разработки

Таблица 4.24 - Количественный и качественный состав отходов при строительстве вертикальных скважин с проектной глубиной 450м

Вид отхода	Классификация	Количество, т/г	
		1 скв	7 скв
Буровой шлам	Опасные отходы	48,94	342,58
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	109,78	768,46
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1126	0,7882
Отработанные масла	Опасные отходы	1,0250	7,175
Отработанные аккумуляторы	Не опасные отходы	1,3758	9,6306
Металлолом	Не опасные отходы	0,228	1,596
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,0105
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	0,1194	0,8358
Всего:		161,58	1131,08

Таблица 4.25 - Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения за 2025-2034гг (I вариант разработки)

Вид отхода	Классификация	Количество, т/г
		2025-2034гг
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
Всего:		2,3643
Итого за 2025-2034гг:		23,643

Количественный и качественный состав отходов по II варианту

Таблица 4.26 - Количественный и качественный состав отходов при строительстве нагнетательных скважин с проектной глубиной 450м

Вид отхода	Классификация	Количество, т/г	
		1 скв	5 скв
Буровой шлам	Опасные отходы	48,94	244,7
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	109,78	548,9
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1126	0,563

Отработанные масла	Опасные отходы	1,0250	5,125
Отработанные аккумуляторы	Не опасные отходы	1,3758	6,879
Металлолом	Не опасные отходы	0,228	1,14
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,0075
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	0,1194	0,597
Всего:		161,58	807,91

Таблица 4.27-Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения за 2025-2034гг (II вариант разработки)

Вид отхода	Классификация	Количество, т/г
		2025-2034гг
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
Всего:		2,3643
Итого за 2025-2034гг:		23,643

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

4.5 Воздействие отходов производства и потребления на окружающую среду

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

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

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

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

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

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

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

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

До начала работ предусматривается полный месячный тест, чтобы убедиться, что все технологическое оборудование функционирует в пределах технических описаний изготовителя, а также находится в пределах допуска Технических Стандартов. Будет

обеспечена двусторонняя связь с офисом, полевыми базами и бригадами. Проектом предусматривается обучение рабочих бригад мероприятиям по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов (по сигналу «Выброс»).

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

Меры по охране окружающей среды.

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

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

Мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды промышленными отходами

При проведении работ следует проводить следующие природоохранные мероприятия:

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

4.6 Рекультивация земель

Согласно Закона Республики Казахстан «О земле» раздел IV, Глава 17, статья 107 «Охрана земель», собственники земельных участков и землепользователь обязаны проводить мероприятия, направленные на:

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

В период 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 Терень-Узюк Западный выполнена на основе покомпонентной оценки воздействия основных производственных операций, планируемых на участке в процессе реализации проекта.

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

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

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

Таблица 5.1 - Градации значимости воздействий

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

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

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

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

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
<i>Слабая (2)</i>	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости, природная среда полностью самовосстанавливается;
<i>Умеренная (3)</i>	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению;
<i>Сильная (4)</i>	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху).
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
Низкая (1-8)	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
Средняя (9-27)	Интенсивность воздействия имеет широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел
Высокая (28-64)	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;
- цементирующий агрегат;
- котельная.

Неорганизованными источниками выбросов являются:

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

- дренажная емкость;
- емкость сепарационная;
- скважины.

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

В системе нормирования вредных выбросов в атмосферу рассматриваются вещества, образующиеся в результате производственной деятельности. От стационарных источников выбросов при оценке работ на контрактной территории в атмосферу выбрасываются 15 наименований вредных веществ.

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

Вывод: По проведенным предварительным расчетным данным при разработке месторождения Терень-Узюк Западный стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух будет ориентировочно выбрасываться следующее количество загрязняющих веществ по рассматриваемым вариантам:

при строительстве скважин в рамках ОПИ данного проекта:

- при строительстве горизонтальной добывающей скважины №750 - **23,4185 т/год;**
- при строительстве горизонтальной добывающей скважины №751 - **33,75751 т/год;**
- при строительстве горизонтальной добывающей скважины №752 - **22,2228 т/год;**

по I варианту разработки (базовый):

- при строительстве вертикальных добывающих скважин №№727, 728, 729, 730, 731, 732, 733 проектной глубиной 450м - **134,8073 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2025г - **39,835039 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2026г - **39,927935 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2027г - **40,107756 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2028г - **40,558354т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2029г - **41,075069 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2030г - **41,478079 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2031г - **41,783925 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2032г - **41,943145 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2033г - **41,938879 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2034г - **41,810787 т/год.**

по II варианту разработки (рекомендуемый):

- при строительстве 5 нагнетательных скважин №№735, 736, 737, 738, 739 проектной глубиной 450м - **96,29105 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2025г - **40,01477 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2026г - **40,430156 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2027г - **41,140835 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2028г - **40,90748 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2029г - **40,917808 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2030г - **40,92404 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2031г - **40,801985 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2032г - **40,657223 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2033г - **40,454665 т/год;**
 - при эксплуатации месторождения в 2034г - **40,239613 т/год.**

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

Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха:

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

Таблица 5.3 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха

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

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

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

5.1 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, замасоченных 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
при бурении скважин				
Загрязнение подземных вод сточными водами, возможными разливами ГСМ	Ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 6

при эксплуатации				
Загрязнение подземных вод сточными водами, возможными разливами ГСМ	Ограниченное 2	Продолжительное 3	Умеренное 3	Средняя значимость 18

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

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

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

Освоение скважин

При освоении скважин основными факторами загрязнения подземных вод являются:

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

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

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

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

Мероприятия по охране подземных вод от истощения и загрязнения

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

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод при строительстве скважин на месторождении Терень-Узюк Западный предусматриваются следующие мероприятия:

К мероприятиям по предупреждению истощения подземных вод относят:

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

К мероприятиям по предотвращению загрязнения подземных вод относят:

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

Мероприятия по охране поверхностных вод от истощения и загрязнения:

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

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

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

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

5.2 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
при строительстве скважин					
При бурении	Разрушения массива горных пород, поступления в подземные горизонты буровых растворов	ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 6
Движения спецтехники по площади	Нарушения верхней части геологической среды	ограниченное 2	Кратковременное 1	Слабое 2	Низкая значимость 4
при эксплуатации					
Возможные разливы ГСМ	поступления в подземные горизонты углеводородов	ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 6

Воздействие на геологическую среду при строительстве скважин возможно в результате:

- пластовых перетоков в затрубном пространстве при нарушении цементажа;

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

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

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

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

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

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

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

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

Природоохранные мероприятия:

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

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

5.3 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
при строительстве скважин				
Изъятие земель	ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Среднее 2	низкой значимости 4
Воздействие на качество изымаемых земель	ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6

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

Природоохранные мероприятия

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

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

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

5.4 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 превалируют, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в регионе чисто природные процессы вычлениить невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

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

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

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

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

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

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

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

1. Полное (реже частичное) уничтожение растительности будет при:
 - трассировке временных грунтовых дорог в условиях отсутствия специально оборудованных;
 - транспортировке бурового оборудования и технологического оборудования;
 - транспортировке реагентов буровых растворов, ГСМ, шламов и других материалов;

- обустройстве площадки (строительство терминала, бетонирование устьев скважин, строительство вахтового поселка, внутрипромысловых трубопроводных систем).

2. Частичное повреждение растений (реже уничтожение) будет при:

- загрязнении почвенно-растительного покрова выхлопными газами, ГСМ, отработанными буровыми растворами, буровыми шламами, нефтью;
- запылении придорожной растительности;
- бурении скважин.

Таблица 5.7 - Анализ последствий возможного загрязнения на растительность

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

5.5 Факторы воздействия на животный мир

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

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

Хозяйственная деятельность на участке работ приведет к усилению фактора беспокойства. Плотность населения пресмыкающихся групп животных при обустройстве участка в радиусе 1 км может снизиться в 2-3 раза. В радиусе 3-5 км снизится численность степного орла, а дрофа-красотка переместится в более отдаленные пустынные участки. Произойдет вытеснение из ближайших окрестностей лисицы, корсака, летучих мышей,

большинства тушканчиков. На миграцию птиц производимые работы существенного влияния не окажут. В связи со значительной удаленностью участков планируемых работ от мест обитания редких видов животных, внесенных в Красную Книгу, реализация проекта не отразится на сохранности и площади их мест обитания.

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

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

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

Таблица 5.8 - Анализ воздействия на фауну

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

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.

5.6 Радиационная обстановка

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

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

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

Все участки нефтепромысловых работ расположены в малонаселенной полупустынной местности.

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

5.7 Физическое воздействие

Акустическое воздействие

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5.8 Оценка воздействия на социально-экономическую среду

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Интегральная оценка представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

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

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

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

Таблица 5.13 - Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу

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

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

Здоровье

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

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

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

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

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

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

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

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

Ближайшие населенные пункты располагаются вне зоны влияния выбросов, образующихся при эксплуатации проектируемых объектов. Выбросы загрязняющих веществ

в атмосферу, как показывают расчеты, не будут достигать ПДКм.р на территории жилой зоны и не будут воздействовать на здоровье населения.

Физические факторы

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

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

Отходы производства и потребления

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

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

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

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

Трудовая занятость

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

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

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

Доходы и уровень жизни населения

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

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

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

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

Особо охраняемые природные территории

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

Памятники истории и культуры

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

Образование и научно-техническая сфера

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

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

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

5.9 Состояние здоровья населения

Экономический рост и развитие территории

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

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

Землепользование и сельское хозяйство

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

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

Инвестиционная деятельность

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

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

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

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

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

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

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

5.10 Охрана памятников истории и культуры

Территория Западного Казахстана в силу определенных физико-географических и исторических условий является местом сохранения значительного количества весьма

интересных архитектурных и археологических памятников. Глубокое изучение этого удивительного наследия только началось и несомненно, что в настоящее время наука стоит у порога еще одной, во многом загадочной цивилизации, строителями которой были конные кочевники азиатских степей и пустынь. Роль этой цивилизации, несомненно, выходит за границы рассматриваемого региона, который, однако, имеет совершенно своеобразный облик сохранившихся памятников, особенно последних столетий.

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

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

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

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как *минимальный*.

Природоохранные мероприятия. Не предусматриваются.

5.11 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 промысловых жидкостей;

8) по очистке и повторному использованию буровых растворов;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3. Запрещаются:

- 1) допуск буровых растворов и материалов в пласты, содержащие хозяйственно-питьевые воды;
- 2) бурение поглощающих скважин для сброса промышленных, лечебных минеральных и теплоэнергетических сточных вод в случаях, когда эти скважины могут являться источником загрязнения водоносного горизонта, пригодного или используемого для хозяйственно-питьевого водоснабжения или в лечебных целях;
- 3) устройство поглощающих скважин и колодцев в зонах санитарной охраны источников водоснабжения;
- 4) сброс в поглощающие скважины и колодцы отработанных вод, содержащих радиоактивные вещества.

6 АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ

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

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

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

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

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

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

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

- завалы ствола скважины или неблагоприятные геологические условия бурения скважин, когда геологические осложнения переходят в аварию;
- разрушение буровых труб и их элементов соединений;
- нефтегазоводопроявления.

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

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

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

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

6.1 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций

Наиболее опасными являются следующие возможные аварийные ситуации:

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

Краткая характеристика условий, при которых возможны аварийные выбросы:

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

Все остальные причины маловероятны из-за высокой степени прочности и надёжности трубопроводов, высокой степени автоматического контроля за технологическим режимом. Кроме этого, данные предполагаемые аварийные ситуации будут, безусловно, разнесены во времени и пространстве, и наложение одной аварийной ситуации на другую также маловероятно.

Для ликвидации аварии нефтепроводов высылаются ремонтная бригада со спецтехникой, экскаватор, сварочный агрегат, вакуум, самосвал.

Прибывшая на место аварии бригада определяет площадь разлитой нефти, роет приямок экскаватором для сбора в него с помощью скребков разлитой нефти с последующей откачкой ее в наливную цистерну и вывозит ее на промысел или на УПН. После сбора всей разлитой нефти, с помощью экскаватора собирают в кучу пропитанную нефтью землю, затем ее грузят на самосвал и отвозят в шламонакопитель. Место порыва нефтепровода вскрывают экскаватором, предварительно готовят трубопровод под электросварку. На место порыва ставят металлическую заплату, после чего трубу изолируют гидроизоляцией. Производят обратную засыпку траншей бульдозером.

После окончания аварийных работ открывают задвижки на нефтепроводе и восстанавливают откачку нефти в соответствии с режимом работы нефтеподачи. Во избежание аварийных ситуаций необходимо:

- соблюдать технологический регламент производственного процесса, процесса очистки сточных вод;
- вести контроль за поступлением воды на предприятие;
- следить за загрязнением подземных вод по анализам в наблюдательных скважинах;
- проводить плановый профилактический ремонт оборудования и трубопроводов;
- выполнять предписания инспектирующих организаций.

С целью снижения до минимума вероятности возникновения аварийных ситуаций и осложнений должна быть обязательно предусмотрена единая служба непрерывного оперативного контроля в которой бы скапливалась статистическая информация по всем аварийным ситуациям и обновлялся план действий ликвидации последствий аварий.

В рамках организационной структуры необходимо создать подразделение, которое владело бы всей информацией о положении с потреблением и отведением сточных вод. Разобщенность отделов, занимающихся водоснабжением и водоотведением различных объектов не позволяет иметь достаточно информации для оперативного и перспективного управления водохозяйственной деятельностью, контролировать потоки сточных вод и объекты их отведения, оперативно реагировать на потенциальные угрозы окружающей среде от сетей, накопителей.

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

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

- обязательное соблюдение всех нормативных правил работ по эксплуатации и бурению скважин;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге. Контроль за тем, чтобы спасательное и защитное оборудование всегда имелось в наличии, а персонал умел им пользоваться;
- установка в стволах скважин клапанов-отсекателей для предупреждения открытого фонтанирования в аварийных ситуациях;
- 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 Терень-Узюк Западный. 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 (°C)	Термометр
Скорость (м/с) и направление ветра (град.)	Метеостанция
Видимость (км)	Метеостанция
Осадки	Метеостанция
Воздух	
Диоксид серы (SO ₂)-пробы (мг/м ³)	Газоанализатор
Оксиды азота (NO, NO ₂)-пробы (мг/м ³)	Газоанализатор
Оксид углерода (CO)-пробы (мг/м ³)	Газоанализатор
Подземные воды	
Отбор проб воды	СТ РК ГОСТ Р 51592-2003 Вода. Общие требования к отбору проб.
Физические параметры	
Температура (°C)	Термометр
Глубина залегания пласта м	Гидрологические изыскания
Вода	
Соленость (‰)	Измеритель параметров воды
pH	В полевых условиях лакмус, в лаборатории РН-метр
Растворенный кислород (мг/л)	Измеритель параметров воды
Мутность	Измеритель параметров воды
Содержание фенола (мг/л)	Консервация, лабораторный анализ
БПК, ХПК (мгО ₂ /л)	Консервация, лабораторный анализ
Содержание тяжелых металлов Cu, Cd, Pb, Zn), (мг/л)	Консервация, лабораторный анализ
Содержание нефтепродуктов	Консервация, лабораторный анализ
Почвенный покров и почвы	
Отбор почвенных проб	ГОСТ 17.4.4.02-84 Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа.

7.6 Контроль в области охраны окружающей среды

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

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

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

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

НЕТЕХНИЧЕСКОЕ 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 «Дополнение к Проекту разработки месторождения Терень-Узюк Западный» 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 Терень-Узюк Западный является АО «Эмбаунайгаз», имеющее Государственную серии МГ (нефть) №229 от 27 июля 1995г на право пользования недрами РК для добычи углеводородного сырья (УВС) на нефтяном месторождении Терень-Узюк Западный в Атырауской области, Контракт №413 от 03.03.2000г. с компетентным органом правительства РК на проведение разведки и добычи углеводородов. Дополнением №5 от 25.02.2015г. срок действия Контракта продлен до 03.03.2043г. Площадь горного отвода составляет 11,229 км², глубина разработки – на вертикальных разрезах по подошве меловых отложений.

Месторождение Терень-Узюк Западный находится в юго-восточной части Южно-Эмбинского нефтеносного района в прибрежной зоне Прикаспийской впадины.

По административному делению месторождение Терень-Узюк относится к Жылыойскому району Атырауской области Республики Казахстан.

Областной центр г. Атырау находится в 180 км к северо-западу и связан грунтовой дорогой проходящей через нефтепромыслы: Каратон, Кульсары, Бек-Бике, Сагиз, Доссор. Ближайшими железнодорожными станциями являются станции Кульсары и Атырау.

Территория месторождения представляет собой засоленную равнину с абсолютными отметками от минус 21,5 м до минус 27 м по отношению к уровню океана, рассеченную ериками и покрытую солеными озерами «сорями».

Климат района резко континентальный. Лето сухое, жаркое (до плюс 400С), зимы суровые (до минус 300С), малоснежные, ветреные.

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

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

Учитывая текущее состояние разработки продуктивных горизонтов с целью обоснования наиболее оптимального значения КИН и расчета прогнозных технологических показателей в рамках настоящего дополнения было рассмотрено 2 варианта разработки.

ПРОЕКТ ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕРЕНЬ-УЗЮК ЗАПАДНЫЙ»

Вариант 1 (базовый)

Первый вариант предусматривает продолжение разработки месторождения согласно утвержденному варианту «Проекта разработки...» 2023г с корректировкой на текущее состояние. Предусматривается бурение оставшихся 7 скважин и проведение ГТМ по переходящему фонду.

Вариант 2 (рекомендуемый)

Второй вариант предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки переходящим фондом скважин с проведение ГТМ по объектам разработка которых ранее была остановлена (V объекты и Возвратные объекты Основного и Северо-Западного поля), также по III объекту Основного поля и I-II объектам Северо-Западного поля предусматривается интенсификация добычи нефти (ИДН) путем форсирования отборов жидкости. Форсирование отборов жидкости на поздних стадиях разработки положительно влияет на конечные показатели извлечения нефти, способствуя повышению нефтеотдачи и более полному вовлечению остаточных запасов в разработку. Также учитывая увеличение объемов извлекаемой воды, в целях компенсации отборов предусматривается бурение 5 нагнетательных скважин в приконтурной зоне III объекта Основного поля.

По проведенным предварительным расчетным данным при разработке месторождения Терень-Узюк Западный стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух будет ориентировочно выбрасываться следующее количество загрязняющих веществ по рассматриваемым вариантам:

при строительстве скважин в рамках ОПИ данного проекта:

- при строительстве горизонтальной добывающей скважины №750 - **23,4185 т/год;**
- при строительстве горизонтальной добывающей скважины №751 - **33,75751 т/год;**
- при строительстве горизонтальной добывающей скважины №752 - **22,2228 т/год;**

по I варианту разработки (базовый):

- при строительстве вертикальных добывающих скважин №№727, 728, 729, 730, 731, 732, 733 проектной глубиной 450м - **134,8073 т/год;**

- при эксплуатации месторождения в 2025г - **39,835039 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **39,927935 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **40,107756 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **40,558354 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **41,075069 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **41,478079 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **41,783925 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **41,943145 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **41,938879 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **41,810787 т/год.**

по II варианту разработки (рекомендуемый):

- при строительстве 5 нагнетательных скважин №№735, 736, 737, 738, 739 проектной глубиной 450м - **96,29105 т/год;**

- при эксплуатации месторождения в 2025г - **40,01477 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **40,430156 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **41,140835 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **40,90748 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **40,917808 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **40,92404 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **40,801985 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **40,657223 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **40,454665 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **40,239613 т/год.**

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

В целом, современное 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.

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. *При строительстве скважин* хозяйственных сточных вод от вахтового поселка накапливаются в местные железобетонные септики емкостью 25 м³ с последующим вывозом их на утилизацию в специализированную организацию. *При эксплуатации месторождения* вывоз и утилизация жидких бытовых отходов осуществляется согласно договору.

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.

Поверхностные воды в описываемом районе отсутствуют. В целом воздействия рассматриваемых работ на состояние атмосферного воздуха, может быть оценено, как ограниченное, продолжительное и умеренное по воздействию.

Воздействие на подземные воды при строительстве скважин оценивается: в пространственном масштабе как ограниченное, во временном как продолжительное и по величине как умеренное.

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территории от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- на всех технологических площадках оборудование системы ливневого сброса;
- создание системы сбора, очистки и утилизации сточных вод и промстоков, включая сточные хоз-бытовые воды, технические, пластовые;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений.

Вся подтоварная вода после очистки должна быть полностью использована для закачки в пласт нагнетательных скважин.

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

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

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

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

- Охрана природы Атырауской области. О.М. Грищенко, Н.А.Дидичин. г. Атырау 1997г.
- Экология и нефтегазовый комплекс. М.Д. Диаров, г. Алматы 2003г.
- Экология Казахстана М.С. Панин, г. Семипалатинск 2005г.
- Экологический Кодекс РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
- Закон о «Гражданской защите», от 11.04.2014 г.
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280 «Инструкции по организации и проведению экологической оценки»;
- Классификатор отходов. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314;
- Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» от 7 июля 2020 года № 360-VI ЗРК.
- Закон РК №219-1 от 23.04.1998г «О радиационной безопасности населения»;
- Приказ Министра здравоохранения РК №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 водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов»;
- №ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020г. Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности

Методические указаний и методики:

- Приказ Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-п.
- Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №13 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №16 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана, 2004г.
- РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», Астана, 2004г.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение №1 - Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу

Расчеты выбросов вредных веществ при строительстве горизонтальной скважины №750 в рамках ОПИ

Источник №6001, Подготовка площадки				
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	40
1.2.	Количество перерабатываемого грунта	Gп	т/пер	1680
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	42,00
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * B * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,05040
	Весовая доля пылевой фракции в материале	P ₁	(табл.1)	0,04
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	P ₂	(табл.1)	0,03
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	P ₃	(табл.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	P ₄	(табл.4)	0,01
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	P ₅	(табл.5)	0,6
	Коэффициент, учитывающий местные условия	P ₆	(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	0,00726

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

Источник №6002 Расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров и экскаваторов				
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	40
1.2.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	70,00
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,1680
	Весовая доля пылевой фракции в материале	P ₁	(табл.1)	0,04
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	P ₂	(табл.1)	0,03
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	P ₃	(табл.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	P ₄	(табл.4)	0,01
	Коэффициент, учитывающий местные условия	P ₆	(табл.5)	1,0
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	P ₅	(табл.3)	0,6
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,0242

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

Источник №6003, Расчет выбросов неорганической пыли, при работе автосамосвала				
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
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	1680
1.6.	Площадь кузова	F	м ²	7,5
1.7.	Число машин, работающих на строительном участке	n	ед	1
1.8.	Время работы	t	ч/пер	40
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$C_1 * C_2 * C_3 * N * L * q_1 * C_6 * C_7$			
	$Q = \frac{\dots}{3600} + C_4 * C_5 * C_6 * q_2 * F * n$, г/сек			0,00063
	коэф., зависящий от грузопод.	C ₁	(таблица 9)	1,0
	коэф., учит. ск. скорость передв.	C ₂	(таблица 10)	0,6
	коэф., учит. состояние дорог	C ₃	(таблица 11)	1,0
	пылевыведение на 1 км. пробега	q ₁	г/км	1450
	коэф., учит. профиль поверхности	C ₄		1,4
	коэф., зависящий от скорости обдува	C ₅	(таблица 12)	1,2
	коэф., учит. влажность материала	C ₆	(таблица 4)	0,01
	пылевыведение с единицы площади	q ₂	(таблица 6)	0,004
	коэф., учит. крупность материала	C ₇		0,6
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,000091
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МООС РК №100-п от 18.04.2008г				

Источник №6004, Расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками				
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
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
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1$			
	$M_{сек} = \frac{\dots}{3600}$	M _{п сек}	г/сек	0,1083333
	Коэффициент, зависящий от грузоподъемности	C ₁	(табл.9)	1,3
	Коэффициент, учитывающий средний скорость передвижения	C ₂	(табл.10)	0,6
	Коэффициент, учитывающий состояние дорог	C ₃	(табл.11)	1,0
	Пылевыведение на 1 км пробега	g ₁	г/км	500
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = M_{сек} * t * 3600 / 10^6$		т/пер	0,01560
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МООС РК №100-п от 18.04.2008г				

Источник № 0001, электрогенератор с дизельным приводом АД-200

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г
Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 17.2$ Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 2.89$ **Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 30 / 3600 = 0.1433333333$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.89 \cdot 30 / 10^3 = 0.0867$ **Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0057333333$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.89 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.003468$ **Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 39 / 3600 = 0.1863333333$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.89 \cdot 39 / 10^3 = 0.11271$ **Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 10 / 3600 = 0.0477777778$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.89 \cdot 10 / 10^3 = 0.0289$ **Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 25 / 3600 = 0.1194444444$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.89 \cdot 25 / 10^3 = 0.07225$ **Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 12 / 3600 = 0.0573333333$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.89 \cdot 12 / 10^3 = 0.03468$ **Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0057333333$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2.89 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.003468$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FLMAX} \cdot E_3 / 3600 = 17.2 \cdot 5 / 3600 = 0.02388888889$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2.89 \cdot 5 / 10^3 = 0.01445$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.14333333333	0.0867
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.18633333333	0.11271
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02388888889	0.01445
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.04777777778	0.0289
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.11944444444	0.07225
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00573333333	0.003468
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00573333333	0.003468
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.05733333333	0.03468

Источник №6005-001, Резервуар для дизельного топлива				
Имеется одна горизонтальная 2 емкости объемом по 40 м ³				
Общий расход:		2,89	т/г	
n		2,0	шт.	
h		2,5	м	
d		0,09	м	
t		7	суток	
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 = $\frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_q^{\max}}{3600}$				(6.2.1) 0,01132444 г/с
K _p ^{max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;				
V _q ^{max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его заправки, м ³ /час;				10,4
· годовые выбросы:				
G = (Y _{оз} × B _{оз} + Y _{вл} × B _{вл}) × K _p ^{max} × 10 ⁻⁶ + G _{хр} × K _{нп} × N _p				(6.2.2) 0,001574 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} - 1,4		B _{вл} - 1,4
C ₁ - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;				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.				2,0
Значения концентраций алканы C ₁₂ -C ₁₉ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углевода и сероводороды приведены в Приложении 14 (C _i мас %).				
Максимально-разовый выброс:		M = C ₁ * M / 100, г/с		(5.2.4)
Среднегодовые выбросы:		G = C ₁ * G / 100, т/г		(5.2.5)
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр		Углеводороды		
	предельные C ₁₂ -C ₁₉	непредельные	ароматические	сероводород
C _i мас %	99,72	-	0,15	0,28
M _i , г/с	0,01129	-	- ^{*)}	0,00003
G _i , т/г	0,00157	-	- ^{*)}	0,000004
^{*)} 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.				

Номер источника	Наименование оборудования, вид технологического потока	Величина утечки, кг/ч	Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность	Количество оборудования	Время работы	Максимальный выброс, г/с	Годовой выброс, т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Расчет выбросов в атмосферу выполнен по удельным показателям: "Методических указаний расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов (Приложение к приказу Министра ООС РК от 29.07.2011г. №196-п)								
	Площадка емкостей дизтоплива							
	Насосы перекачки	дизтопливо	0,04	1	2	0	0,0222	0,0000
		одновременно в работе			2			
	ФС	дизтопливо	0,000288	0,02	20	168	0,000032	0,0000
	ЗРА	дизтопливо	0,006588	0,07	10	168	0,001281	0,0008
	ИТОГО от источника	Дизтопливо					0,0235	0,0008
		В том числе:				%		
	источника	Сероводород				0,28	0,00007	0,00000
		Углеводороды C12-C19*				99,72	0,02347	0,00080
ВСЕГО от источника		0333	Сероводород				0,000098	0,000007
		2754	Углеводороды предельные C12-C19				0,034762	0,002374

Источник №0002, электрогенератор с дизельным приводом Volvo Penta 1641

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 23.22$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 15.78$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.22 \cdot 30 / 3600 = 0.1935$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 15.78 \cdot 30 / 10^3 = 0.4734$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.22 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00774$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 15.78 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.018936$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.22 \cdot 39 / 3600 = 0.25155$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 15.78 \cdot 39 / 10^3 = 0.61542$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.22 \cdot 10 / 3600 = 0.0645$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 15.78 \cdot 10 / 10^3 = 0.1578$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.22 \cdot 25 / 3600 = 0.16125$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 15.78 \cdot 25 / 10^3 = 0.3945$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.22 \cdot 12 / 3600 = 0.0774$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 15.78 \cdot 12 / 10^3 = 0.18936$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.22 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00774$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 15.78 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.018936$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.22 \cdot 5 / 3600 = 0.03225$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 15.78 \cdot 5 / 10^3 = 0.0789$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1935	0.4734
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.25155	0.61542
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.03225	0.0789
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0645	0.1578
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.16125	0.3945

1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00774	0.018936
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00774	0.018936
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0774	0.18936

Источник: 0003, буровой насос с дизельным приводом CAT 3512

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 64.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 43.84$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 64.5 \cdot 30 / 3600 = 0.5375$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 43.84 \cdot 30 / 10^3 = 1.3152$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 64.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0215$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 43.84 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.052608$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 64.5 \cdot 39 / 3600 = 0.69875$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 43.84 \cdot 39 / 10^3 = 1.70976$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 64.5 \cdot 10 / 3600 = 0.17916666667$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 43.84 \cdot 10 / 10^3 = 0.4384$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **25**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 64.5 \cdot 25 / 3600 =$
0.44791666667

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 43.84 \cdot 25 / 10^3 =$ **1.096**

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **12**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 64.5 \cdot 12 / 3600 =$
0.215

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 43.84 \cdot 12 / 10^3 =$ **0.52608**

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 64.5 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.0215

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 43.84 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.052608**

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **5**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 64.5 \cdot 5 / 3600 =$
0.08958333333

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 43.84 \cdot 5 / 10^3 =$ **0.2192**

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.5375	1.3152
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.69875	1.70976
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.08958333333	0.2192
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.17916666667	0.4384
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.44791666667	1.096
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0215	0.052608
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0215	0.052608
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.215	0.52608

Источник №0004, электрогенератор с дизельным приводом САТ 3412

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
 Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 34.4$ Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 23.38$ **Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 34.4 \cdot 30 / 3600 = 0.2866666667$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 23.38 \cdot 30 / 10^3 = 0.7014$ **Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 34.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01146666667$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 23.38 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.028056$ **Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 34.4 \cdot 39 / 3600 = 0.3726666667$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 23.38 \cdot 39 / 10^3 = 0.91182$ **Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 34.4 \cdot 10 / 3600 = 0.0955555556$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 23.38 \cdot 10 / 10^3 = 0.2338$ **Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 34.4 \cdot 25 / 3600 = 0.2388888889$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 23.38 \cdot 25 / 10^3 = 0.5845$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **12**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 34.4 \cdot 12 / 3600 =$
0.11466666667

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 23.38 \cdot 12 / 10^3 =$ **0.28056**

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 34.4 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.01146666667

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 23.38 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.028056**

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **5**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 34.4 \cdot 5 / 3600 =$
0.04777777778

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 23.38 \cdot 5 / 10^3 =$ **0.1169**

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.28666666667	0.7014
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.37266666667	0.91182
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.04777777778	0.1169
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.09555555556	0.2338
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.23888888889	0.5845
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01146666667	0.028056
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01146666667	0.028056
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.11466666667	0.28056

Источник №0005, осветительная мачта с дизельным двигателем

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} =$ **2.15**

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} =$ **0.73**

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_3 = **30**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 2.15 \cdot 30 / 3600 =$
0.01791666667

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 0.73 \cdot 30 / 10^3 = 0.0219$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_3 = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 2.15 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.00071666667

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 0.73 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.000876$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_3 = **39**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 2.15 \cdot 39 / 3600 =$
0.02329166667

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 0.73 \cdot 39 / 10^3 = 0.02847$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_3 = **10**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 2.15 \cdot 10 / 3600 =$
0.00597222222

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 0.73 \cdot 10 / 10^3 = 0.0073$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_3 = **25**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 2.15 \cdot 25 / 3600 =$
0.01493055556

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 0.73 \cdot 25 / 10^3 = 0.01825$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_3 = **12**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 2.15 \cdot 12 / 3600 =$
0.00716666667

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 0.73 \cdot 12 / 10^3 = 0.00876$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 2.15 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.00071666667

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.73 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.000876**

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **5**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 2.15 \cdot 5 / 3600 =$
0.00298611111

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.73 \cdot 5 / 10^3 =$ **0.00365**

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.01791666667	0.0219
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.02329166667	0.02847
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00298611111	0.00365
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00597222222	0.0073
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01493055556	0.01825
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00071666667	0.000876
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00071666667	0.000876
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00716666667	0.00876

Источник №0006 Паровой котел									
Общий расход		Всего 1,0-0,9 ПКН (		34,4 тн;					
	n			1 шт;					
	h			6 м;					
	d			0,3 м;					
	T			85 °C;					
Время работы				339,84 ч/г;					
Годовой расход дизтоплива: В				34390 кг/г;				34,390	т/г
Секундный расход топлива -				101,2 кг/ч;				28,110	г/с
Расчет выбросов летучей зола сажи и несгоревшего топлива (т/г, г/с) производится по формуле:									
Псажа = В * А ^г * X * (1- h)						0,007027	г/с	0,0086	т/г
где, В-расход натурального топлива (т/г, г/с);									
А - зольность топлива, А _р =								0,025	%
Х - доля золы в уносе по табл.2.1 принимался как мазут								0,01	;
h - доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителях (принимается по результатам измерений не свыше годичной давности);									
Расчет выбросов оксидов серы в пересчете на SO2 (т/г,г/с), выполняется по формуле:									
П _{SO2} = 0,02*В*S*(1- h' _{SO2}) * (1- h" _{SO2})						0,165285	г/с	0,2022	т/г
S - содержание серы в топливе (%) S =								0,3	%
h' _{SO2} - доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива (п. 2.2)								0,02	
C _{CO} = q ₃ *R*Q ^H _р								13,894	кг/т
Q ^H _р	42,75	МДж/м ³							
q ₃	0,5	%							
R	0,65								
Расчет выбросов окиси углерода (т/год, г/с) производится по формуле:									
П _{CO} = 0,001* C _{CO} * В * (1-q ₄ /100)						0,3905	г/с	0,4778	т/г
K _{NO} - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ГДж),									
для печи принимается равным								0,0914	;
П _{NOx} = 0,001*В*Q ^H _р *K _{NO} *(1-b)						0,1098	г/с	0,1344	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 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 _{NO2} = 0,8 M _{NOx} ,				диокс.азота-	M _{NO2} * П _{NOx} =	0,08787	г/с	0,1075	т/г
	μ _{NO}								
M _{NO} = (1-0,8)M _{NOx} ----- = 0,13M _{NOx} ,				оксид азота-	M _{NO} * П _{NOx} =	0,014278	г/с	0,0175	т/г
	μ _{NO2}								
где μ _{NO} и μ _{NO2} молекулярный вес NO и NO ₂ , равный 30 и 46 соответственно;									
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.									
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:									
V _г = V+(a-1)*V, где								14,67	м ³ /кг
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для нефти								11,48	м ³ /кг
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах								1,3	;
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для нефти:								10,62	м ³ /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:									
V= $\frac{B*V*(273+t)}{273*3600}$, м ³ /с								0,5406	м ³ /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 ²)/4 - сечение дымовой трубы								7,652	м/с
	Примесь				Выброс г/с	Выброс т/год			
301	Азота диоксид				0,08787	0,1075			
304	Азота оксид				0,014278	0,01747			
328	Углерод черный (Сажа)				0,007027	0,0086			
330	Сера диоксид				0,165285	0,2022			
337	Углерод оксид				0,3905	0,4778			
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.									

Источник №0007, цементирувочный агрегат

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 15.6$ Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 2.71$ **Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 30 / 3600 = 0.13$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.71 \cdot 30 / 10^3 = 0.0813$ **Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0052$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.71 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.003252$ **Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 39 / 3600 = 0.169$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.71 \cdot 39 / 10^3 = 0.10569$ **Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 10 / 3600 = 0.04333333333$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.71 \cdot 10 / 10^3 = 0.0271$ **Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 25 / 3600 = 0.10833333333$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.71 \cdot 25 / 10^3 = 0.06775$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **12**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 12 / 3600 =$
0.052

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.71 \cdot 12 / 10^3 =$ **0.03252**

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.0052

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.71 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.003252**

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **5**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 5 / 3600 =$
0.02166666667

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.71 \cdot 5 / 10^3 =$ **0.01355**

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.13	0.0813
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.169	0.10569
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02166666667	0.01355
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.04333333333	0.0271
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.10833333333	0.06775
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0052	0.003252
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0052	0.003252
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.052	0.03252

Источник №0008, передвижная паровая установка

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
- Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} =$ **35**

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} =$ **2.80**

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_3 = **30**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 35 \cdot 30 / 3600 =$
0.29166666667

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2.8 \cdot 30 / 10^3 = 0.084$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_3 = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 35 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.01166666667

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2.8 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00336$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_3 = **39**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 35 \cdot 39 / 3600 =$
0.37916666667

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2.8 \cdot 39 / 10^3 = 0.1092$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_3 = **10**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 35 \cdot 10 / 3600 =$
0.09722222222

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2.8 \cdot 10 / 10^3 = 0.028$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_3 = **25**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 35 \cdot 25 / 3600 =$
0.24305555556

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2.8 \cdot 25 / 10^3 = 0.07$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_3 = **12**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 35 \cdot 12 / 3600 =$
0.11666666667

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2.8 \cdot 12 / 10^3 = 0.0336$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 35 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.01166666667

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.8 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.00336**

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **5**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 35 \cdot 5 / 3600 =$
0.04861111111

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.8 \cdot 5 / 10^3 =$ **0.014**

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.29166666667	0.084
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.37916666667	0.1092
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.04861111111	0.014
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.09722222222	0.028
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.24305555556	0.07
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01166666667	0.00336
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01166666667	0.00336
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.11666666667	0.0336

Источник №0009, дизельная электростанция вахтового поселка

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} =$ **43**

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} =$ **82.68**

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **30**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 43 \cdot 30 / 3600 =$
0.35833333333

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 82.68 \cdot 30 / 10^3 =$ **2.4804**

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 43 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.01433333333

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 82.68 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.099216**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э =$
39

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 43 \cdot 39 / 3600 =$
0.46583333333

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 82.68 \cdot 39 / 10^3 =$ **3.22452**

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э =$
10

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 43 \cdot 10 / 3600 =$
0.11944444444

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 82.68 \cdot 10 / 10^3 =$ **0.8268**

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э =$
25

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 43 \cdot 25 / 3600 =$
0.29861111111

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 82.68 \cdot 25 / 10^3 =$ **2.067**

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э =$
12

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 43 \cdot 12 / 3600 =$
0.14333333333

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 82.68 \cdot 12 / 10^3 =$ **0.99216**

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э =$
1.2

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 43 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.01433333333

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 82.68 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.099216**

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э =$
5

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_3 / 3600 = 43 \cdot 5 / 3600 = 0.0597222222$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{FGGO}} \cdot E_3 / 10^3 = 82.68 \cdot 5 / 10^3 = 0.4134$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3583333333	2.4804
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4658333333	3.22452
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0597222222	0.4134
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1194444444	0.8268
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2986111111	2.067
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0143333333	0.099216
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0143333333	0.099216
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1433333333	0.99216

Источник №6005-02, Резервуар для дизельного топлива				
Имеется одна горизонтальная 2 емкости объемом по 40 м ³				
Общий расход:		120,84	т/г	
n		2,0	шт.	
h		2,5	м	
d		0,09	м	
t		14,16	суток	
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:				
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\text{max}} \times V_{\text{ч}}^{\text{max}}}{3600}$		, г/с		
		(6.2.1)	0,01132444	г/с
K_p^{max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;				
				1
$V_{\text{ч}}^{\text{max}}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его заправки, м ³ /час;				
				10,4
· годовые выбросы:				
$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\text{max}} \times 10^{-6} + G_{\text{ХР}} \times K_{\text{нп}} \times N_p$		, т/год		
		(6.2.2)	0,001899	т/год
где:				
$Y_{\text{оз}}, Y_{\text{вл}}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;				
		$Y_{\text{оз}} - 2,36$	$Y_{\text{вл}} - 3,15$	
$B_{\text{оз}}, B_{\text{вл}}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;				
		$B_{\text{оз}} - 60,4$	$B_{\text{вл}} - 60,4$	
C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;				
				3,92
$G_{\text{ХР}}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;				
				0,27
$K_{\text{нп}}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;				
				0,0029
N_p - количество резервуаров, шт.				
				2,0
Значения концентраций алканы C12-C19 (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (C1 мас %).				
Максимально-разовый выброс: $M = CI * M / 100$, г/с				
		(5.2.4)		
Среднегодовые выбросы: $G = CI * G / 100$, т/г				
		(5.2.5)		
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные C12-C19	непредельные	ароматические	сероводород
C1 мас %	99,72	-	0,15	0,28
M1, г/с	0,0112927	-	-*)	0,0000317
G1, т/г	0,0018936	-	-*)	0,00000532
*) Условно отнесены к C12-C19				

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.

Номер источника	Наименование оборудования, вид технологического потока	Величина утечки, кг/ч	Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность	Количество оборудования	Время работы	Максимальный выброс, г/с	Годовой выброс, т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Расчет выбросов в атмосферу выполнен по удельным показателям: "Методических указаний расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов (Приложение к приказу Министра ООС РК от 29.07.2011г. №196-п)								
	Площадка емкостей дизтоплива							
	Насосы перекачки	дизтопливо	0,04	1	2	7	0,0222	0,0005
		одновременно в работе			2			
	ФС	дизтопливо	0,000288	0,02	20	340	0,000032	0,0000
	ЗРА	дизтопливо	0,006588	0,07	10	340	0,001281	0,0016
	ИТОГО от источника	Дизтопливо					0,0235	0,0021
		В том числе:				%		
		Сероводород				0,28	0,00007	0,00001
		Углеводороды C12-C19*				99,72	0,02347	0,00214
ВСЕГО от источника		0333	Сероводород				0,000098	0,000011
		2754	Углеводороды предельные C12-C19				0,034762	0,004034

Источник 6006, сварочный пост

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): АНО-4

Расход сварочных материалов, кг/год, **B = 100**

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 2.5**

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 17.8**

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 15.73**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$_M = GIS \cdot B / 10^6 = 15.73 \cdot 100 / 10^6 = 0.001573$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$_G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 15.73 \cdot 2.5 / 3600 = 0.01092$**

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 1.66**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$_M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.66 \cdot 100 / 10^6 = 0.000166$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$_G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.66 \cdot 2.5 / 3600 = 0.001153$**

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец,

доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.41$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.41 \cdot 100 / 10^6 = 0.000041$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.41 \cdot 2.5 / 3600 = 0.000285$

Источник №6007 СМН-20			
№ п.п.	Наименование	Количество	Ед.изм.
1.	Исходные данные:		
1.1.	G _{год} - Количество перерабатываемого материала	14,50	т/пер
1.2.	G - Количество перерабатываемого материала	0,08	т/час
1.3.	H - Высота пересыпки	2,0	м
1.4.	δ - Влажность материала	свыше 10	%
1.5.	T - Время разгрузки 1 машины	5,0	мин
1.6.	G ₂ - Грузоподъемность	10	тонн
1.7.	t - Время разгрузки всех машин	174	час
2.	Расчет:		
2.1.	Q - Объем пылевыведения, где		
	$K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_7 \cdot B \cdot G \cdot 10^6$		
	$Q = \frac{\text{-----}}{3600}$	0,0001400	г/сек
	K ₁ - доля пылевой фракции в материале	0,04	(таблица 1)
	K ₂ - доля пыли переходящая в аэрозоль	0,03	(таблица 1)
	K ₃ - коэффициент, учитывающий метеоусловий	1,2	(таблица 2)
	K ₄ - коэффициент, учитывающий местных условий	1,00	(таблица 3)
	K ₅ - коэффициент, учитывающий влажность материала	0,01	(таблица 4)
	K ₇ - коэффициент, учитывающий крупность материала	0,6	(таблица 5)
	B - Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	0,7	(таблица 7)
2.2.	M - Общее пылевыведения*		
	M = Q * t * 3600 / 10 ⁶ , (Выбросы ВВ пыль неорганическая)	0,0000877	т/пер
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МОС РК №100-п от 18.04.2008г			

Источник №6008 Насосная установка для перекачки дизтопливо				
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Марка				
Количество	1			штук
Время работы	961,44			ч/год
Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ , с/г	0,9972			
Фланцы, шт; n _j	6			штук
Запорно-регул.арматуры, шт; n _j	3			штук
Сальниковые уплотнение, шт; n _j	2			штук
Расчеты:				
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}$				
$Y_{нуj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$				
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;}$				
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предпри} $				
$g_{нуj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$				
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнений);}$				
$x_{нуj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение}$				
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы.}$				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая армат				
присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000396			кг/час
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,012996			кг/час
утечки от сальниковых уплотнении, g _{нуj}	0,08802			кг/час
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,050			
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,365			
доля утечки от сальниковых уплотнении, x _{нуj}	0,250			
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁₂-C₁₉}	0,0582			мг/с
валовые выбросы, Y _{нуC₁₂-C₁₉}	0,000058	г/с	0,000201	т/г
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МОС РК №100-п от 18.04.2008г				

Источник №6009 Емкость для хранения топлива ДЭС+ППУ				
Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м3 - 1шт.				
источник выбросов - дыхательный клапан.				
Общий расход:		85,49	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:				
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_q^{\max}}{3600}$				(6.2.1) 0,0065 г/с
K _р ^{max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;				
V _q ^{max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м ³ /час;				
· годовые выбросы:				
$G = (Y_{O_3} \times B_{O_3} + Y_{B_1} \times B_{B_1}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{ХР} \times K_{НП} \times N_p$				(6.2.2) 0,00102 т/год
где:				
Y _{о3} , Y _{вл} - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;				
B _{о3} , B _{вл} - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;				
C ₁ - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;				
G _{хр} - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;				
K _{нп} - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;				
N _р - количество резервуаров, шт.				
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)				
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр		Углеводороды		
		предельные C ₁₂ -C ₁₉	непредельные	ароматические
C _i мас %		99,57	-	0,15
M _i , г/с		0,0065	-	-*)
G _i , т/г		0,00101	-	-*)
*) Условно отнесены к C ₁₂ -C ₁₉				
РРД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.				

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.

Источник №6010 Емкость для бурового шлама							
Исходные данные:							
V				40 м3			
n				1 шт.			
T				339,84 час			
h				2 м			
Секундный выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле:							
Пс = Fом * g* K11/3,6						0,089 г/сек	
Fом – общая площадь испарения, м ² ;				64 м ²			
g – удельный выброс				0,02 кг/ч*м ²			
K11 – коэффициент, зависящий от укрытия емкости.				0,25			
Годовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле:							
Пг = Пс * Т * 3,6/1000						0,1087 т/год	
Т- время работы, час							
<i>Сборник методик по расчету выбросов ВВ в атмосферу различными производствами». Алматы, 1996г.</i>							

Источник №6011 Емкость масла				
Общий расход:		34,99	т/г	
n		1,0	шт.	
h		5,0	м	
d		0,1	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)	0,000005 г/с
$K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;				
				1
$V_{\text{ч}}^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его заправки, м ³ /час;				
				0,05
· годовые выбросы:				
$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p$		, т/год		
			(6.2.2)	0,00008 т/год
где:				
$Y_{\text{оз}}, Y_{\text{вл}}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;				
		$Y_{\text{оз}}$ - 0,25	$Y_{\text{вл}}$ - 0,25	
$B_{\text{оз}}, B_{\text{вл}}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;				
		$B_{\text{оз}}$ - 17,5	$B_{\text{вл}}$ - 17,5	
C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;				
				0,39
$G_{\text{хр}}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;				
				0,27
$K_{\text{нп}}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;				
				0,00027
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)	
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные $C_{12}-C_{19}$	непредельны	ароматические	сероводород
C_i мас %	99,31	-	0,21	0,48
M_i , г/с	0,000005	-	-*)	0,00000003
G_i , т/г	0,00008	-	-*)	0,0000004
*) 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 №6012 Емкость отработанных масел				
Общий расход:		17,495	т/г	
n		1,0	шт.	
h		5,0	м	
d		0,1	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:				
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}$			(6.2.1)	0,000005 г/с
K _р ^{max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;				
V _ч ^{max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м ³ /час;		0,05		
годовые выбросы:				
$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p$			(6.2.2)	0,0001 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} - 0,25	Y _{вл} - 0,25	
B _{оз} , B _{вл} - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;		B _{оз} - 8,7	B _{вл} - 8,7	
C ₁ - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;		0,39		
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;		0,00027		
N _р - 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)	
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные C ₁₂ -C ₁₉	непредельные	ароматические	сероводород
C _i мас %	99,31	-	0,21	0,48
M _i г/с	0,000005	-	-*)	0,00000003
G _i т/г	0,00008	-	-*)	0,0000004
*) 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 №6013 Ремонтно-мастерская										
Универсально-фрезерный станок производит обработку металла. Выбросы вредных веществ осуществляются через вытяжную вентиляционную трубу.										
Мощность			2,3	кВт;						
Количество			1,0	шт.;						
Время работы			56	ч/год.						
Валовый и максимальный разовый выброс СОЖ от одной единицы оборудования при обработке металлов рассчитывается по формуле:										
$M_{\text{год}} = \frac{3600 \times N \times Q \times T}{10^6}$						Выбросы ВВ аэрозоли масла:				
						*,т/г				
						0,000026				
Мсек = Q * N, г/с						0,000129				
Q- удельные показатели выделения масла или эмульсола на 1 кВт мощности оборудования, г/с (таб.7) $5,6 \times 10^{-5}$										0,000056
N- мощность установленного оборудования, кВт;										
T- время работы, час/год.										
<i>РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов. Астана-2005г.</i>										

Токарно-винтовой станок производит обработку металла. Выбросы вредных веществ осуществляются через вытяжную вентиляционную трубу.						
Мощность		11	кВт;			
Количество		1,0	шт.;			
Время работы		56	ч/год.			
Валовый и максимальный разовый выброс СОЖ от одной единицы оборудования при обработке металлов рассчитывается по формуле:						
$M_{\text{сод}} = \frac{3600 \times N \times Q \times T}{10^6}$					Выбросы ВВ аэрозоли масла:	
						0,000124
$M_{\text{сек}} = Q \times N$, г/с						0,000616
Q- удельные показатели выделения масла или эмульсола на 1 кВт мощности оборудования, г/с (таб.7) $5,6 \times 10^{-5}$						
						0,000056
N- мощность установленного оборудования, кВт;						
T- время работы, час/год.						
РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана-2005г.						
Универсально-заточный станок предназначен для ремонта оборудования. Выбросы вредных веществ осуществляются через вентиляционную трубу.						
Мощность		1,93	кВт;			
Количество		1,0	шт.;			
Время работы		56	ч/год.			
Выбросы загрязняющих веществ, образующихся при механической обработке металлов, без применения СОЖ, от одной единицы оборудования, определяется по формулам:						
Валовый и максимальный разовый выброс для источников выделения, обеспеченных местными отсосами определяется по формулам:						
$M_{\text{сод}} = \frac{3600 \times n \times Q \times T}{10^6} \times (1 - \eta)$					т/год	
$M_{\text{сек}} = n \times Q \times (1 - \eta)$					г/с	
n- коэффициент эффективности местных отсосов (принимать на основе замеров, в иных случаях равным 0,9);						
					0,9	
T- фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час						
η – степень очистки воздуха пылеулавливающим оборудованием (в долях единицы).						
В цехе пылеулавливающее оборудование отсутствует, ввиду этого коэффициент эффективности пылеулавливающего оборудования равен: 0						
					0	
Q- удельный выброс пыли технологическим оборудованием, г/с (таб.1);						
пыль абразивная -		0,013		0,0117	г/с	0,00236 т/г
пыль металлическая (оксид железа) -		0,021		0,0189	г/с	0,00381 т/г
РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана-2005г.						

Плоско-шлифовальный станок предназначен для ремонта оборудования. Выбросы вредных веществ осуществляются через вентиляционную трубу.					
Мощность		4	кВт;		
Количество		1,0	шт.;		
Время работы		56	ч/год.		
Выбросы загрязняющих веществ, образующихся при механической обработке металлов, без применения СОЖ, от одной единицы оборудования, определяется по формулам:					
Валовый и максимальный разовый выброс для источников выделения, обеспеченных местными отсосами определяется по формулам:					
$M_{\text{год}} = \frac{3600 \times n \times Q \times T}{10^6} \times (1 - \eta), \text{ т/год}$					
Mсек= n*Q*(1-η), г/с					
n- коэффициент эффективности местных отсосов (принимать на основе замеров, в иных случаях равным 0,9);					
T- фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час					
η – степень очистки воздуха пылеулавливающим оборудованием (в долях единицы).					
В цехе пылеулавливающее оборудование отсутствует, ввиду этого коэффициент эффективности пылеулавливающего оборудования равен: 0					
Q- удельный выброс пыли технологическим оборудованием, г/с (таб.1);					
пыль абразивная -		0,017	0,0153 г/с	0,00308	т/г
пыль металлическая (оксид железа) -		0,026	0,0234 г/с	0,00472	т/г
РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана-2005г.					
Валовые выбросы от монтажно-заготовительного цеха:					
Аэрозоли масла:	0,0002 т/г;	0,0007	г/с;		
Пыль абразивная:	0,0054 т/г;	0,0270	г/с;		
Оксид железа:	0,0085 т/г;	0,0423	г/с.		

Источник № 6014. Склад цемента.			
№ пп	Наименование	Количество	Ед.изм.
1.	Исходные данные:		
1.1.	G _{год} - Количество поступающего материала за год	14,50	т/пер
1.2.	G - Количество перерабатываемого материала	0,0833	т/час
1.3.	F - Поверхность пыления в плане	100	м ²
1.4.	T - Время работы	174	ч/пер
2.	Расчет:		
2.1.	Q - Объем пылевыведения, где		
	$Q = \frac{K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * G * 10^6 * B}{3600} + K_3 * K_4 * K_5 * K_6 * K_7 * q * F$	0,0033	г/сек
	K ₁ - доля пылевой фракции в материале	0,04	(таблица 1)
	K ₂ - доля пыли переходящая в аэрозоль	0,03	(таблица 1)
	K ₃ - коэффициент, учитывающий метеоусловий	1,2	(таблица 2)
	K ₄ - коэффициент, учитывающий местных условий	1	(таблица 3)
	K ₅ - коэффициент, учитывающий влажность материала	0,01	(таблица 4)
	K ₆ - коэфф., учит-щий профиль поверхности складированного мат-ла	1,45	(таблица 5)
	K ₇ - коэффициент, учитывающий крупность материала	0,6	(таблица 5)
	q - объем пылевыведения, где	0,003	(таблица 6)
	B - коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	0,7	(таблица 7)
2.2.	M - Общее пылевыведения*		
	M = Q*T*3600/10 ⁶ , (Выбросы ВВ пыль цементная)	0,0020	т/пер
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МОС РК №100-п от 18.04.2008г			

Источник № 6015. Блок приготовление цементных растворов			
№ пп	Наименование	Количество	Ед.изм.
1.	Исходные данные:		
1.1.	G _{год} - Количество поступающего материала за год	14,50	т/пер
1.2.	G - Количество перерабатываемого материала	0,0833	т/час
1.3.	F - Поверхность пыления в плане	100	м ²
1.4.	T - Время работы	174	ч/пер
2.	Расчет:		
2.1.	Q - Объем пылевыведения, где		
	$Q = \frac{K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * G * 10^6 * B}{3600} + K_3 * K_4 * K_5 * K_6 * K_7 * q * F$	0,0033	г/сек
	K ₁ - доля пылевой фракции в материале	0,04	(таблица 1)
	K ₂ - доля пыли переходящая в аэрозоль	0,03	(таблица 1)
	K ₃ - коэффициент, учитывающий метеоусловий	1,2	(таблица 2)
	K ₄ - коэффициент, учитывающий местных условий	1	(таблица 3)
	K ₅ - коэффициент, учитывающий влажность материала	0,01	(таблица 4)
	K ₆ - коэфф., учит-щий профиль поверхности складированного мат-ла	1,45	(таблица 5)
	K ₇ - коэффициент, учитывающий крупность материала	0,6	(таблица 5)
	q - объем пылевыведения, где	0,003	(таблица 6)
	B - коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	0,7	(таблица 7)
2.2.	M - Общее пылевыведения*		
	M = Q*T*3600/10 ⁶ , (Выбросы ВВ пыль цементная)	0,0020	т/пер
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МОС РК №100-п от 18.04.2008г			

Источник №6016 Блок приготовления буровых растворов			
Приготовление бурового раствора производится в 2 емкостях объемом по 60 м3 каждая, накрыта крышкой.			
Степень укрытия поверхности оборудования – 95%.			
Исходные данные:			
	T	339,84 час	
	h	25 м	
	d	0,5 м	
	t	100 C	
	v	2 м ³ /с	
Годовой выброс (т/год) углеводородов в атмосферу определяется по формуле:			
$G = T \times q \times K \times F \times 10^{-6}$			0,00008 т/год
q – количество углеводородов, испаряющихся с открытой поверхности объектов очистных сооружений при среднегодовой температуре воздуха;			3,15 г/м ² *ч
K – коэффициент, учитывающий степень укрытия поверхности испарения. Значения коэффициента K приведены в таблице 6.4			0,15
F – площадь поверхности испарения			0,5 м ²
Среднее значение количества углеводородов, испаряющихся с 1 м2 поверхности в летний период, составит:			
$q_{\text{ср}} = \frac{q_{\text{дн}} \cdot t_{\text{дн}} + q_{\text{н}} \cdot t_{\text{н}}}{24}$			12,139 г/м ² *ч
q _{дн} , q _н - количество испаряющихся углеводородов, соответственно в дневное и ночное время, г/м2*ч;			
			q _{дн} - 15,603 q _н - 5,212
t _{дн} , t _н - число дневных и ночных часов в сутки в летний период.			
			t _{дн} - 16 t _н - 8
Максимальный выброс (г/с) углеводородов в атмосферу определяется по формуле:			
$M = K \cdot \frac{q_{\text{ср}} \cdot F}{3600}$			0,00025 г/сек

Источник № 6006-02. Сварочный пост				
Исходные данные:				
Марка электрода;			АНО-4	
Время работы, ч/год;			48	
Расход электрода, кг/год;			100	
Максимальный расход, кг/ч;			2,083	
Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:				
$M_{\text{год}} = \frac{B_{\text{год}} \times K_m^x}{10^6} \times (1 - \eta)$			(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);				
η - 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:				
$M_{\text{сек}} = \frac{K_m^x \times B_{\text{час}}}{3600} \times (1 - \eta)$			(5.2)	
где:				
$B_{\text{час}}$ - фактический максимальный расход применяемых сырья и материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час;				
Используемый	Наименование и удельные количества нормируемых загрязняющих веществ			
материал и	сварочный	в том числе		
его марка	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	0,01030	0,00910	0,00096	0,00024
РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов), Астана-2004г.				

Источник №0010, Диз. Генератор Камаз АД-200

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 17.2$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 0.8$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 30 / 3600 = 0.1433333333$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.8 \cdot 30 / 10^3 = 0.024$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.00573333333

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.8 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00096$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **39**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 39 / 3600 =$
0.18633333333

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.8 \cdot 39 / 10^3 = 0.0312$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **10**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 10 / 3600 =$
0.04777777778

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.8 \cdot 10 / 10^3 = 0.008$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **25**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 25 / 3600 =$
0.11944444444

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.8 \cdot 25 / 10^3 = 0.02$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **12**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 12 / 3600 =$
0.05733333333

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.8 \cdot 12 / 10^3 = 0.0096$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.00573333333

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.8 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00096$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 5 / 3600 = 0.02388888889$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.8 \cdot 5 / 10^3 = 0.004$

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.14333333333	0.0717
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.18633333333	0.09321
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02388888889	0.01195
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.04777777778	0.0239
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.11944444444	0.05975
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00573333333	0.002868
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00573333333	0.002868
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.05733333333	0.02868

Источник № 6017 Пост газорезки					
Газосварочные работы для резки металла.					
Исходные данные:					
Количество, шт.;					1
Время работы, ч/год;					48
Расход карбида кальция в год;			29,7917 кг/час		1430
Расход пропана в год			11,5156 кг/час		553
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 смесью					
Валовые выбросы диоксида азота при газосварке составят:					
$P_{NO_2} =$		0,23004 г/сек		0,02088 т/год	
Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в воздушный бассейн при резке метал-					
лов, определяют на единицу времени работы оборудования (г/ч).					
6.1 На единицу времени работы оборудования					
а) валовый:					
$M_{год} = \frac{K^x \times T}{10^6} \times (1 - \eta)$					
, т/год (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;					
h - степень очистки воздуха в соответствующем аппарате, которым снабжается группа					
технологических агрегатов, 0.					
б) максимальный разовый:					
$M_{сек} = \frac{K^x}{3600} \times (1 - \eta)$					
, г/сек (6.2)					
Расчеты:					
Толщина разре-	Наименование и удельные количества загрязняющих в-тв, г/час				
заемых листов*)	сварочный	в том числе		азот	углерод
мм	аэрозоль	железо оксид	оксид марганца	диоксид	оксид
5,0 мм	74,0	72,9	1,10	39,0	49,5
$M_{год}$, т/г	0,0036	0,0035	0,00005	0,0019	0,0024
$M_{сек}$, г/с	0,0206	0,0203	0,0003	0,0108	0,0138
РНД 211.2.02.03-2004 "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу					
при сварочных работах" (по величинам удельных выбросов) Астана, 2004г.					
Суммарные выбросы вредных веществ в атмосферу от источника загрязнения:					
Диоксид азота	0,2409 г/сек		0,0227 т/год		
Оксид углерода	0,0138 г/сек		0,0024 т/год		
Сварочный аэрозоль	0,0206 г/сек		0,0036 т/год		
в т.ч. оксид железа	0,0203 г/сек		0,0035 т/год		
в т.ч. оксид марганца	0,0003 г/сек		0,00005 т/год		

Источник №0011-001, силовой привод ЯМЗ-238

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 9.46$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 1.34$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 =$

$9.460000000000001 \cdot 30 / 3600 = 0.07883333333$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.34 \cdot 30 / 10^3 = 0.0402000$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 =$

$9.460000000000001 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00315333333$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.34 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0016080$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 =$

$9.460000000000001 \cdot 39 / 3600 = 0.10248333333$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.34 \cdot 39 / 10^3 = 0.0522600$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 =$

$9.460000000000001 \cdot 10 / 3600 = 0.02627777778$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.34 \cdot 10 / 10^3 = 0.0134000$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 =$

$9.460000000000001 \cdot 25 / 3600 = 0.06569444444$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.34 \cdot 25 / 10^3 = 0.0335000$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **12**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 9.460000000000001 \cdot 12 / 3600 = 0.03153333333$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.34 \cdot 12 / 10^3 = 0.0160800$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 9.460000000000001 \cdot 1.2 / 3600 = 0.003153333333$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.34 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0016080$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **5**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 9.460000000000001 \cdot 5 / 3600 = 0.01313888889$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.34 \cdot 5 / 10^3 = 0.0067000$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.07883333333	0.0402
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.10248333333	0.05226
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.01313888889	0.0067
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.02627777778	0.0134
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.06569444444	0.0335
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00315333333	0.001608
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00315333333	0.001608
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.03153333333	0.01608

Источник №0011-002, буровой насос с дизельным приводом ЯМЗ-238

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 9.6$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 1.36$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **30**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 9.6 \cdot 30 / 3600 =$
0.08

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.36 \cdot 30 / 10^3 =$ **0.0408**

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 9.6 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.0032

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.36 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.001632**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **39**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 9.6 \cdot 39 / 3600 =$
0.104

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.36 \cdot 39 / 10^3 =$ **0.05304**

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **10**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 9.6 \cdot 10 / 3600 =$
0.02666666667

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.36 \cdot 10 / 10^3 =$ **0.0136**

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **25**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 9.6 \cdot 25 / 3600 =$
0.06666666667

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.36 \cdot 25 / 10^3 =$ **0.034**

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **12**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 9.6 \cdot 12 / 3600 =$
0.032

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.36 \cdot 12 / 10^3 =$ **0.01632**

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 9.6 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.0032

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.36 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.001632$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **5**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 9.6 \cdot 5 / 3600 =$
0.01333333333

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.36 \cdot 5 / 10^3 = 0.0068$

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.08	0.0408
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.104	0.05304
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.01333333333	0.0068
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.02666666667	0.0136
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.06666666667	0.034
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0032	0.001632
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0032	0.001632
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.032	0.01632

Источник №0011-003, электрогенератор с дизельным приводом ЯМЗ-238

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 10.32$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 1.46$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **30**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.32 \cdot 30 / 3600 =$
0.086

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.46 \cdot 30 / 10^3 = 0.0438$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.32 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.00344

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.46 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.001752**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **39**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.32 \cdot 39 / 3600 =$
0.1118

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.46 \cdot 39 / 10^3 =$ **0.05694**

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **10**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.32 \cdot 10 / 3600 =$
0.02866666667

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.46 \cdot 10 / 10^3 =$ **0.0146**

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **25**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.32 \cdot 25 / 3600 =$
0.07166666667

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.46 \cdot 25 / 10^3 =$ **0.0365**

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **12**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.32 \cdot 12 / 3600 =$
0.0344

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.46 \cdot 12 / 10^3 =$ **0.01752**

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.32 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.00344

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.46 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.001752**

Примесь: 0328 Углерод (Сажка, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 10.32 \cdot 5 / 3600 = 0.01433333333$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 1.46 \cdot 5 / 10^3 = 0.0073$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.086	0.0438
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1118	0.05694
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.01433333333	0.0073
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.02866666667	0.0146
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.07166666667	0.0365
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00344	0.001752
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00344	0.001752
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0344	0.01752

Источник №6005-03, Резервуар для дизельного топлива				
Имеется одна горизонтальная 2 емкости объемом по 40 м ³				
Общий расход:		2,82	т/г	
n		2,0	шт.	
h		2,5	м	
d		0,09	м	
t		5,9	суток	
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:				
$M = \frac{C_1 \times K_p^{max} \times V_{ch}^{max}}{3600}$			(6.2.1)	0,01132444 г/с
K_p^{max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;				
				1
V_{ch}^{max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его заправки, м ³ /час;				
				10,4
· годовые выбросы:				
$G = (Y_{oz} \times B_{oz} + Y_{vl} \times B_{vl}) \times K_{np}^{max} \times 10^{-6} + G_{xp} \times K_{np} \times N_p$			(6.2.2)	0,001574 т/год
где:				
Y_{oz}, Y_{vl} - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;				
		Y_{oz} - 2,36	Y_{vl} - 3,15	
B_{oz}, B_{vl} - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;				
		B_{oz} - 1,4	B_{vl} - 1,4	
C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;				
				3,92
G_{xp} - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;				
				0,27
K_{np} - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;				
				0,0029
N_p - количество резервуаров, шт.				
				2,0
Значения концентраций алканы C ₁₂ -C ₁₉ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (Ci мас %).				
Максимально-разовый выброс: $M = CI \cdot M / 100$, г/с				
			(5.2.4)	
Среднегодовые выбросы: $G = CI \cdot G / 100$, т/г				
			(5.2.5)	
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр	Углеводороды			
Ci мас %	предельные C ₁₂ -C ₁₉	непредельные	ароматические	сероводород
	99,72	-	0,15	0,28
Mi, г/с	0,0112927	-	- ^{*)}	0,0000317
Gi, т/г	0,0015694	-	- ^{*)}	0,00000441
^{*)} 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.				

Номер источника	Наименование оборудования, вид технологического потока	Величина утечки, кг/ч	Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность	Количество оборудования	Время работы	Максимальный выброс, г/с	Годовой выброс, т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Расчет выбросов в атмосферу выполнен по удельным показателям: "Методических указаний расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов (Приложение к приказу Министра ООС РК от 29.07.2011г. №196-п)								
	Площадка емкостей дизтоплива							
	Насосы перекачки	дизтопливо	0,04	1	2	0	0,0222	0,0000
		одновременно в работе		2				
	ФС	дизтопливо	0,000288	0,02	20	142	0,000032	0,0000
	ЗРА	дизтопливо	0,006588	0,07	10	142	0,001281	0,0007
	ИТОГО от источника	Дизтопливо					0,0235	0,0007
		В том числе:				%		
		Сероводород				0,28	0,00007	0,00000
		Углеводороды C12-C19*				99,72	0,02347	0,00068
ВСЕГО от источника		0333	Сероводород			0,000098	0,000006	
		2754	Углеводороды предельные C12-C19			0,034762	0,002249	

Источник №6018 Скважина				
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнении, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Количество	1			шт.
Время работы	141,6			ч/г
Коэффициент использование оборуд.	1,96171			
углеводород C ₁ -C ₅ , c _{ji}	0,9994			доли/ед.
сернистый ангидрид, c _{ji}	0,0006			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6			шт.
ЗРА, шт; n _j	3			шт.
Расчеты:				
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^1 Y_{нуj} = \sum_{j=1}^1 \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Y _{нуj} – 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 _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);				
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);				
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);				
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – m 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 _{нуj}	0,000288	кг/час		
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час		
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед		
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед		
выбросы вредного вещества, Y _{ну} C ₁ -C ₅	0,0000096			
сернистый ангидрид, c _{ji}	0,0003843			
валовые выбросы, Y _{ну} C ₁ -C ₅	0,000394	г/с	0,000201	т/г
сернистый ангидрид, c _{ji}	0,0000002	г/с	0,0000001	т/г
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 №6019 Насосная установка 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:									
$M_{сек} = \frac{Q}{3.6}, \text{ г/с}$									
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:									
$M_{год} = \frac{Q * T}{10^3}, \text{ т/г}$									
T – фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час; T									
T = 141,6	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*141/1000 т/г;				0,0071	т/г				

Источник №6020 Резервуары для нефти

Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.

Общий объем резервуара	Vp	100 м ³ ;	
Количество РВС	n	1 шт.;	
Высота	h	1 м;	
Диаметр	d	0,5 м;	
Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года	B	7,1 т/г;	
Плотность нефти равна	ρ _ж	0,9300 т/м ³ ;	
Температура начала кипения смеси	T _{нк}	155 °С;	

Вид выброса - паров нефти и бензина; Конструкция резервуара - наземный вертикальный;

Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;

Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: $n = B / (гж * V)$ (5.1.8) 0,076

Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:

максимальные выбросы

$$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{\max} \times K_p^{\max} \times K_B \times V_{\text{ч}}^{\max}}{10^4}, \text{ г/с} \quad (5.2.1) \quad 12,4597 \text{ г/с}$$

годовые выбросы

$$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{\max} \times K_B + K_t^{\min}) \times K_p^{\text{ср}} \times K_{\text{об}} \times B}{10^7 \times \rho_{\text{ж}}}, \text{ т/г} \quad (5.2.2) \quad 0,0014 \text{ т/г}$$

где:

$K_t^{\min}, K_t^{\max}$ - опытные коэффициенты (приложение 7); $K_t^{\min} = 0,26$ $K_t^{\max} = 0,56$

$K_p^{\text{ср}}, K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты (приложение 8); $K_p^{\text{ср}} = 0,58$ $K_p^{\max} = 0,83$

P_{38} - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°C; 46,3

m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5); 111

$V_{\text{ч}}^{\max}$ - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВСа во время его закачки, м³/час; 320

K_B - опытный коэффициент (приложение 9); 1,00

$K_{\text{об}}$ - коэффициент оборачиваемости (приложение 10); 2,5

гж - плотность жидкости, т/м³; 0,9300

B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год; 7,08

Максимально-разовый выброс: $M = CI * M / 100$, г/с (5.2.4)

Среднегодовые выбросы: $G = CI * G / 100$, т/г (5.2.5)

(Ci мас %) - согласно состава нефти.

Идентификация состава выбросов

пределаемь	Углеводород C ₁ -C ₅	Сернистый ангидрид SO ₂
параметр		
Ci мас %	99,94	0,06
Mi, г/с	12,45223	0,00748
Gi, т/г	0,00137	0,000001

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.

Расчеты выбросов вредных веществ при строительстве горизонтальной скважины №751 в рамках ОПИ

Источник №6001, Подготовка площадки				
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	40
1.2.	Количество перерабатываемого грунта	Gп	т/пер	1680
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	42,00
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * B * G * 10^6$			
	$Q = \frac{\text{-----}}{3600}$	Q	г/сек	0,05040
	Весовая доля пылевой фракции в материале	P ₁	(табл.1)	0,04
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	P ₂	(табл.1)	0,03
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	P ₃	(табл.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	P ₄	(табл.4)	0,01
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	P ₅	(табл.5)	0,6
	Коэффициент, учитывающий местные условия	P ₆	(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	0,00726

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

Источник №6002 Расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров и экскаваторов				
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	40
1.2.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	70,00
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * G * 10^6$			
	$Q = \frac{\text{-----}}{3600}$	Q	г/сек	0,1680
	Весовая доля пылевой фракции в материале	P ₁	(табл.1)	0,04
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	P ₂	(табл.1)	0,03
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	P ₃	(табл.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	P ₄	(табл.4)	0,01
	Коэффициент, учитывающий местные условия	P ₆	(табл.5)	1,0
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	P ₅	(табл.3)	0,6
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,0242

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

Источник №6003, Расчет выбросов неорганической пыли, при работе автосамосвала				
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
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	1680
1.6.	Площадь кузова	F	м ²	7,5
1.7.	Число машин, работающих на строительном участке	n	ед	1
1.8.	Время работы	t	ч/пер	40
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$C_1 * C_2 * C_3 * N * L * q_1 * C_6 * C_7$			
	$Q = \frac{\dots}{3600} + C_4 * C_5 * C_6 * q_2 * F * n$, г/сек			0,00063
	коэф., зависящий от грузопод.	C ₁	(таблица 9)	1,0
	коэф., учит. ск. скорость передв.	C ₂	(таблица 10)	0,6
	коэф., учит. состояние дорог	C ₃	(таблица 11)	1,0
	пылевыведение на 1 км. пробега	q ₁	г/км	1450
	коэф., учит. профиль поверхности	C ₄		1,4
	коэф., зависящий от скорости обдува	C ₅	(таблица 12)	1,2
	коэф., учит. влажность материала	C ₆	(таблица 4)	0,01
	пылевыведение с единицы площади	q ₂	(таблица 6)	0,004
	коэф., учит. крупность материала	C ₇		0,6
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,000091
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МООС РК №100-п от 18.04.2008г				

Источник №6004, Расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками				
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
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
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1$			
	$M_{сек} = \frac{\dots}{3600}$	M _{п сек}	г/сек	0,1083333
	Коэффициент, зависящий от грузоподъемности	C ₁	(табл.9)	1,3
	Коэффициент, учитывающий средний скорость передвижения	C ₂	(табл.10)	0,6
	Коэффициент, учитывающий состояние дорог	C ₃	(табл.11)	1,0
	Пылевыведение на 1 км пробега	g ₁	г/км	500
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = M_{сек} * t * 3600 / 10^6$		т/пер	0,01560
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МООС РК №100-п от 18.04.2008г				

Источник № 0001, электрогенератор с дизельным приводом АД-200

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г
Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 17.2$ Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 2.89$ **Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 30 / 3600 = 0.1433333333$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.89 \cdot 30 / 10^3 = 0.0867$ **Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0057333333$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.89 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.003468$ **Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 39 / 3600 = 0.1863333333$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.89 \cdot 39 / 10^3 = 0.11271$ **Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 10 / 3600 = 0.0477777778$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.89 \cdot 10 / 10^3 = 0.0289$ **Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 25 / 3600 = 0.1194444444$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.89 \cdot 25 / 10^3 = 0.07225$ **Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 12 / 3600 = 0.0573333333$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.89 \cdot 12 / 10^3 = 0.03468$ **Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0057333333$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2.89 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.003468$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FLMAX} \cdot E_3 / 3600 = 17.2 \cdot 5 / 3600 = 0.02388888889$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2.89 \cdot 5 / 10^3 = 0.01445$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1433333333	0.0867
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1863333333	0.11271
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02388888889	0.01445
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.04777777778	0.0289
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1194444444	0.07225
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0057333333	0.003468
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0057333333	0.003468
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0573333333	0.03468

Источник №6005-001, Резервуар для дизельного топлива				
Имеется одна горизонтальная 2 емкости объемом по 40 м ³				
Общий расход:		2,89	т/г	
n		2,0	шт.	
h		2,5	м	
d		0,09	м	
t		7	суток	
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 = $\frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_q^{\max}}{3600}$				(6.2.1) 0,01132444 г/с
K _p ^{max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;				
V _q ^{max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его заправки, м ³ /час;				10,4
· годовые выбросы:				
G = (Y _{оз} × B _{оз} + Y _{вл} × B _{вл}) × K _p ^{max} × 10 ⁻⁶ + G _{хр} × K _{нп} × N _p				(6.2.2) 0,001574 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} - 1,4		B _{вл} - 1,4
C ₁ - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;				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.				2,0
Значения концентраций алканы C ₁₂ -C ₁₉ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углевода и сероводороды приведены в Приложении 14 (C _i мас %).				
Максимально-разовый выброс:		M = C ₁ * M / 100, г/с		(5.2.4)
Среднегодовые выбросы:		G = C ₁ * G / 100, т/г		(5.2.5)
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр		Углеводороды		
	предельные C ₁₂ -C ₁₉	непредельные	ароматические	сероводород
C _i мас %	99,72	-	0,15	0,28
M _i , г/с	0,01129	-	- ^{*)}	0,00003
G _i , т/г	0,00157	-	- ^{*)}	0,000004
^{*)} 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.				

Номер источника	Наименование оборудования, вид технологического потока	Величина утечки, кг/ч	Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность	Количество оборудования	Время работы	Максимальный выброс, г/с	Годовой выброс, т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Расчет выбросов в атмосферу выполнен по удельным показателям: "Методических указаний расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов (Приложение к приказу Министра ООС РК от 29.07.2011г. №196-п)								
	Площадка емкостей дизтоплива							
	Насосы перекачки	дизтопливо 0,04	1	2	0	0,0222	0,0000	
		одновременно в работе		2				
	ФС	дизтопливо 0,000288	0,02	20	168	0,000032	0,0000	
	ЗРА	дизтопливо 0,006588	0,07	10	168	0,001281	0,0008	
	ИТОГО от источника	Дизтопливо				0,0235	0,0008	
		В том числе:				%		
		Сероводород				0,28	0,00007	0,00000
		Углеводороды C12-C19*				99,72	0,02347	0,00080
ВСЕГО от источника		0333	Сероводород			0,000098	0,000007	
		2754	Углеводороды предельные C12-C19			0,034762	0,002374	

Источник №0002, электрогенератор с дизельным приводом Volvo Penta 1641

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 23.22$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 16.04$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.22 \cdot 30 / 3600 = 0.1935$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 16.04 \cdot 30 / 10^3 = 0.4812$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.22 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00774$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 16.04 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.019248$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.22 \cdot 39 / 3600 = 0.25155$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 16.04 \cdot 39 / 10^3 = 0.62556$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **10**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.22 \cdot 10 / 3600 =$
0.0645

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 16.04 \cdot 10 / 10^3 =$ **0.1604**

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **25**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.22 \cdot 25 / 3600 =$
0.16125

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 16.04 \cdot 25 / 10^3 =$ **0.401**

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **12**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.22 \cdot 12 / 3600 =$
0.0774

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 16.04 \cdot 12 / 10^3 =$ **0.19248**

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.22 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.00774

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 16.04 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.019248**

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **5**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.22 \cdot 5 / 3600 =$
0.03225

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 16.04 \cdot 5 / 10^3 =$ **0.0802**

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1935	0.4812
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.25155	0.62556
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.03225	0.0802
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0645	0.1604
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.16125	0.401

1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00774	0.019248
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00774	0.019248
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0774	0.19248

Источник: 0003, буровой насос с дизельным приводом CAT 3512

Список литературы:

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 64.5$ Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 44.55$ **Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 64.5 \cdot 30 / 3600 = 0.5375$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 44.55 \cdot 30 / 10^3 = 1.3365$ **Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 64.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0215$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 44.55 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.05346$ **Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 64.5 \cdot 39 / 3600 = 0.69875$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 44.55 \cdot 39 / 10^3 = 1.73745$ **Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 64.5 \cdot 10 / 3600 = 0.17916666667$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 44.55 \cdot 10 / 10^3 = 0.4455$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_3 = **25**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 64.5 \cdot 25 / 3600 =$
0.44791666667

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 44.55 \cdot 25 / 10^3 =$ **1.11375**

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_3 = **12**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 64.5 \cdot 12 / 3600 =$
0.215

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 44.55 \cdot 12 / 10^3 =$ **0.5346**

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_3 = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 64.5 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.0215

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 44.55 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.05346**

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_3 = **5**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 64.5 \cdot 5 / 3600 =$
0.08958333333

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 44.55 \cdot 5 / 10^3 =$ **0.22275**

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.5375	1.3365
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.69875	1.73745
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.08958333333	0.22275
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.17916666667	0.4455
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.44791666667	1.11375
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0215	0.05346
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0215	0.05346
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.215	0.5346

Источник №0004, электрогенератор с дизельным приводом САТ 3412

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 34.4$ Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 23.76$ **Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 34.4 \cdot 30 / 3600 = 0.28666666667$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 23.76 \cdot 30 / 10^3 = 0.7128$ **Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 34.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01146666667$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 23.76 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.028512$ **Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 34.4 \cdot 39 / 3600 = 0.37266666667$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 23.76 \cdot 39 / 10^3 = 0.92664$ **Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 34.4 \cdot 10 / 3600 = 0.09555555556$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 23.76 \cdot 10 / 10^3 = 0.2376$ **Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 34.4 \cdot 25 / 3600 = 0.23888888889$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 23.76 \cdot 25 / 10^3 = 0.594$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_3 = **12**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 34.4 \cdot 12 / 3600 =$
0.11466666667

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 23.76 \cdot 12 / 10^3 =$ **0.28512**

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_3 = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 34.4 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.01146666667

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 23.76 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.028512**

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_3 = **5**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 34.4 \cdot 5 / 3600 =$
0.04777777778

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 23.76 \cdot 5 / 10^3 =$ **0.1188**

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.28666666667	0.7128
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.37266666667	0.92664
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.04777777778	0.1188
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.09555555556	0.2376
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.23888888889	0.594
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01146666667	0.028512
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01146666667	0.028512
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.11466666667	0.28512

Источник №0005, осветительная мачта с дизельным двигателем

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} =$ **2.15**

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} =$ **0.74**

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **30**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 2.15 \cdot 30 / 3600 =$
0.01791666667

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.74 \cdot 30 / 10^3 = 0.0222$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 2.15 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.00071666667

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.74 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.000888$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **39**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 2.15 \cdot 39 / 3600 =$
0.02329166667

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.74 \cdot 39 / 10^3 = 0.02886$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **10**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 2.15 \cdot 10 / 3600 =$
0.00597222222

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.74 \cdot 10 / 10^3 = 0.0074$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **25**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 2.15 \cdot 25 / 3600 =$
0.01493055556

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.74 \cdot 25 / 10^3 = 0.0185$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **12**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 2.15 \cdot 12 / 3600 =$
0.00716666667

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.74 \cdot 12 / 10^3 = 0.00888$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 2.15 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.00071666667

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 0.74 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.000888**

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 =$
5

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 2.15 \cdot 5 / 3600 =$
0.00298611111

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 0.74 \cdot 5 / 10^3 =$ **0.0037**

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.01791666667	0.0222
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.02329166667	0.02886
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00298611111	0.0037
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00597222222	0.0074
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01493055556	0.0185
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00071666667	0.000888
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00071666667	0.000888
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00716666667	0.00888

Источник №0006 Паровой котел							
Общий расход		Вера 1,0-0,9 ПКН (		34,4	тн;		
	n			1	штг;		
	h			6	м;		
	d			0,3	м;		
	T			85	°C;		
Время работы				345,36	ч/г;		
Годовой расход дизтоплива: В				34390	кг/г;		34,390 т/г
Секундный расход топлива -				99,6	кг/ч;		27,660 г/с
Расчет выбросов летучей зола сажи и несгоревшего топлива (т/г, г/с) производится по формуле:							
$P_{саж} = B * A^r * X * (1 - h)$				0,006915	г/с		0,0086 т/г
где, В-расход натурального топлива (т/г, г/с);							
А - зольность топлива, Ар =						0,025	%
Х - доля золы в уносе по табл.2.1 принимался как мазут						0,01	;
h - доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителях (принимается по результатам измерений не свыше годичной давности);							
Расчет выбросов оксидов серы в пересчете на SO2 (т/г,г/с), выполняется по формуле:							
$P_{SO2} = 0,02 * B * S * (1 - h'_{SO2}) * (1 - h''_{SO2})$				0,162643	г/с		0,2022 т/г
S - содержание серы в топливе (%) S =						0,3	%
h'_{SO2} - доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива (п. 2.2)						0,02	
$C_{CO} = q_3 * R * Q_p^H$							13,894 кг/т
Q_p^H	42,75	МДж/м³					
q3	0,5	%					
R	0,65						
Расчет выбросов окиси углерода (т/год, г/с) производится по формуле:							
$P_{CO} = 0,001 * C_{CO} * B * (1 - q_4 / 100)$				0,3843	г/с		0,4778 т/г
K_{NO} - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ГДж), для печи принимается равным						0,0914	;
$P_{NOx} = 0,001 * B * Q_p^H * K_{NO} * (1 - b)$				0,1081	г/с		0,1344 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 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):							
$M_{NO2} = 0,8 M_{NOx}$,		диок.азота-	$M_{NO2} * P_{NOx} =$	0,08646	г/с		0,1075 т/г
	μ_{NO}						
$M_{NO} = (1 - 0,8) M_{NOx} = 0,13 M_{NOx}$,		оксид азота-	$M_{NO} * P_{NOx} =$	0,014050	г/с		0,0175 т/г
	μ_{NO2}						
где μ_{NO} и μ_{NO2} молекулярный вес NO и NO2, равный 30 и 46 соответственно;							
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.							
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:							
$V_T = V + (a - 1) * V$, где						14,67	м³/кг
V - кол-во продуктов сгорания при а=1, для нефти						11,48	м³/кг
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах						1,3	;
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для нефти:						10,62	м³/кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:							
$V = \frac{B * V * (273 + t)}{273 * 3600}$, м³/с						0,5320	м³/с
где В - расход топлива, кг/ч							
t - температура уходящих газов.							
Скорость газов на выходе из дымовых труб:							
$W = V / F$, где $F = (\pi * d^2) / 4$ - сечение дымовой трубы						7,530	м/с
	Примесь			Выброс г/с	Выброс т/год		
301	Азота диоксид			0,08646	0,1075		
304	Азота оксид			0,014050	0,01747		
328	Углерод черный (Сажа)			0,006915	0,0086		
330	Сера диоксид			0,162643	0,2022		
337	Углерод оксид			0,3843	0,4778		

Источник №0007, цементировочный агрегат

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
 Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 15.6$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 2.71$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 30 / 3600 = 0.13$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.71 \cdot 30 / 10^3 = 0.0813$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0052$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.71 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.003252$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 39 / 3600 = 0.169$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.71 \cdot 39 / 10^3 = 0.10569$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 10 / 3600 = 0.0433333333$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.71 \cdot 10 / 10^3 = 0.0271$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 25 / 3600 = 0.1083333333$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.71 \cdot 25 / 10^3 = 0.06775$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **12**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 12 / 3600 =$
0.052

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.71 \cdot 12 / 10^3 =$ **0.03252**

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.0052

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.71 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.003252**

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **5**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 5 / 3600 =$
0.0216666667

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.71 \cdot 5 / 10^3 =$ **0.01355**

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.13	0.0813
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.169	0.10569
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0216666667	0.01355
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0433333333	0.0271
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1083333333	0.06775
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0052	0.003252
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0052	0.003252
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.052	0.03252

Источник №0008, передвижная паровая установка

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} =$ **35**

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} =$ **2.82**

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **30**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 35 \cdot 30 / 3600 =$
0.29166666667

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.82 \cdot 30 / 10^3 = 0.0846$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 35 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.01166666667

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.82 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.003384$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **39**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 35 \cdot 39 / 3600 =$
0.37916666667

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.82 \cdot 39 / 10^3 = 0.10998$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **10**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 35 \cdot 10 / 3600 =$
0.09722222222

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.82 \cdot 10 / 10^3 = 0.0282$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **25**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 35 \cdot 25 / 3600 =$
0.24305555556

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.82 \cdot 25 / 10^3 = 0.0705$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **12**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 35 \cdot 12 / 3600 =$
0.11666666667

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.82 \cdot 12 / 10^3 = 0.03384$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 35 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.01166666667

Валовый выброс, т/год, $G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2.82 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.003384**

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 =$
5

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 35 \cdot 5 / 3600 =$
0.04861111111

Валовый выброс, т/год, $G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2.82 \cdot 5 / 10^3 =$ **0.0141**

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.29166666667	0.1653
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.37916666667	0.21489
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.04861111111	0.02755
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.09722222222	0.0551
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.24305555556	0.13775
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01166666667	0.006612
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01166666667	0.006612
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.11666666667	0.06612

Источник №0009, дизельная электростанция вахтового поселка

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
 Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} =$ **43**

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} =$ **83.12**

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 =$
30

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 43 \cdot 30 / 3600 =$
0.35833333333

Валовый выброс, т/год, $G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 83.12 \cdot 30 / 10^3 =$ **2.4936**

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 =$
1.2

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 43 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.01433333333

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 83.12 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.099744$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 43 \cdot 39 / 3600 = 0.4658333333$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 83.12 \cdot 39 / 10^3 = 3.24168$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 43 \cdot 10 / 3600 = 0.1194444444$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 83.12 \cdot 10 / 10^3 = 0.8312$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 43 \cdot 25 / 3600 = 0.2986111111$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 83.12 \cdot 25 / 10^3 = 2.078$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 43 \cdot 12 / 3600 = 0.1433333333$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 83.12 \cdot 12 / 10^3 = 0.99744$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 43 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0143333333$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 83.12 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.099744$

Примесь: 0328 Углерод (Сажка, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 43 \cdot 5 / 3600 = 0.0597222222$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 83.12 \cdot 5 / 10^3 = 0.4156$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.358333333333	4.872
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.465833333333	6.3336
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.059722222222	0.812
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.119444444444	1.624
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.298611111111	4.06
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.014333333333	0.19488
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.014333333333	0.19488
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.143333333333	1.9488

Имеется одна горизонтальная 2 емкости объемом по 40 м ³				
Общий расход:		122,20	т/г	
n		2,0	шт.	
h		2,5	м	
d		0,09	м	
t		14,39	суток	
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:				
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}$			(6.2.1)	0,01132444 г/с
$K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;				
				1
$V_{\text{ч}}^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м ³ /час;				
				10,4
· годовые выбросы:				
$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p$			(6.2.2)	0,001903 т/год
где:				
$Y_{\text{оз}}, Y_{\text{вл}}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;				
		$Y_{\text{оз}}$ - 2,36		$Y_{\text{вл}}$ - 3,15
$B_{\text{оз}}, B_{\text{вл}}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;				
		$B_{\text{оз}}$ - 61,1		$B_{\text{вл}}$ - 61,1
C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;				
				3,92
$G_{\text{хр}}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;				
				0,27
$K_{\text{нп}}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;				
				0,0029
N_p - количество резервуаров, шт.				
				2,0
Значения концентраций алканы C ₁₂ -C ₁₉ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (С ₁ мас %).				
Максимально-разовый выброс: $M = C_1 \times M / 100$, г/с				
			(5.2.4)	
Среднегодовые выбросы: $G = C_1 \times G / 100$, т/г				
			(5.2.5)	
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные C ₁₂ -C ₁₉	непредельные	ароматические	сероводород
C ₁ мас %	99,72	-	0,15	0,28
M _i , г/с	0,0112927	-	-*)	0,0000317
G _i , т/г	0,0018973	-	-*)	0,00000533
*) Условно отнесены к C ₁₂ -C ₁₉				
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.				

ПРИЛОЖЕНИЯ

Номер источника	Наименование оборудования, вид технологического потока	Величина утечки, кг/ч	Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность	Количество оборудования	Время работы	Максимальный выброс, г/с	Годовой выброс, т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Расчет выбросов в атмосферу выполнен по удельным показателям: "Методических указаний расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов (Приложение к приказу Министра ООС РК от 29.07.2011г. №196-п)								
	Площадка емкостей дизтоплива							
	Насосы перекачки	дизтопливо	0,04	1	2	7	0,0222	0,0005
		одновременно в работе			2			
	ФС	дизтопливо	0,000288	0,02	20	345	0,000032	0,0000
	ЗРА	дизтопливо	0,006588	0,07	10	345	0,001281	0,0016
	ИТОГО от источника	Дизтопливо					0,0235	0,0022
		В том числе:				%		
		Сероводород				0,28	0,00007	0,00001
		Углеводороды C12-C19*			99,72	0,02347	0,00217	
ВСЕГО от источника		0333	Сероводород				0,000098	0,000011
		2754	Углеводороды предельные C12-C19				0,034762	0,004070

Источник 6006, сварочный пост

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): АНО-4

Расход сварочных материалов, кг/год, **$B = 100$**

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **$B_{MAX} = 2.5$**

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **$GIS = 17.8$**

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **$GIS = 15.73$**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 15.73 \cdot 100 / 10^6 = 0.001573$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$\underline{G} = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 15.73 \cdot 2.5 / 3600 = 0.01092$**

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **$GIS = 1.66$**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 1.66 \cdot 100 / 10^6 = 0.000166$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$\underline{G} = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 1.66 \cdot 2.5 / 3600 = 0.001153$**

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец,

доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.41$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.41 \cdot 100 / 10^6 = 0.000041$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.41 \cdot 2.5 / 3600 = 0.000285$

Источник №6007 СМН-20			
№ п.п.	Наименование	Количество	Ед.изм.
1.	Исходные данные:		
1.1.	G _{год} - Количество перерабатываемого материала	14,50	т/пер
1.2.	G - Количество перерабатываемого материала	0,08	т/час
1.3.	H - Высота пересыпки	2,0	м
1.4.	δ - Влажность материала	свыше 10	%
1.5.	T - Время разгрузки 1 машины	5,0	мин
1.6.	G ₂ - Грузоподъемность	10	тонн
1.7.	t - Время разгрузки всех машин	174	час
2.	Расчет:		
2.1.	Q - Объем пылевыведения, где		
	$K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_7 \cdot B \cdot G \cdot 10^6$		
	$Q = \frac{\dots}{3600}$	0,0001400	г/сек
	K ₁ - доля пылевой фракции в материале	0,04	(таблица 1)
	K ₂ - доля пыли переходящая в аэрозоль	0,03	(таблица 1)
	K ₃ - коэффициент, учитывающий метеоусловий	1,2	(таблица 2)
	K ₄ - коэффициент, учитывающий местных условий	1,00	(таблица 3)
	K ₅ - коэффициент, учитывающий влажность материала	0,01	(таблица 4)
	K ₇ - коэффициент, учитывающий крупность материала	0,6	(таблица 5)
	B - Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	0,7	(таблица 7)
2.2.	M - Общее пылевыведения*		
	$M = Q \cdot t \cdot 3600 / 10^6$, (Выбросы ВВ пыль неорганическая)	0,0000877	т/пер
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МОС РК №100-п от 18.04.2008г			

Источник №6008 Насосная установка для перекачки дизтопливо				
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнении, фланцевых соединении и запорно-регулирующего арматуры.				
Исходные данные:				
Марка				
Количество	1			штук
Время работы	966,48			ч/год
Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ , сji	0,9972			
Фланцы, шт; nj	6			штук
Запорно-регул.арматуры, шт; nj	3			штук
Сальниковые уплотнение, шт; nj	2			штук
Расчеты:				
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{m=1} g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}$				
Y _{нуj} – 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 (предпри				
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);				
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнении);				
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение				
сji – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы.				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая армат				
присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000396			кг/час
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,012996			кг/час
утечки от сальниковых уплотнении, g _{нуj}	0,08802			кг/час
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,050			
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,365			
доля утечки от сальниковых уплотнении, x _{нуj}	0,250			
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁₂-C₁₉}	0,0582			мг/с
валовые выбросы, Y _{нуC₁₂-C₁₉}	0,000058	г/с	0,000202	т/г
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МОС РК №100-п от 18.04.2008г				

Источник №6009 Емкость для хранения топлива ДЭС+ППУ				
Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м ³ - 1шт.				
источник выбросов - дыхательный клапан.				
Общий расход:		85,49	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:				
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_q^{\max}}{3600}$			(6.2.1)	0,0065 г/с
, г/с				
$K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;				1
$V_q^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м ³ /час;				6
годовые выбросы:				
$G = (Y_{O_3} \times B_{O_3} + Y_{B_1} \times B_{B_1}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{ХР} \times K_{НП} \times N_p$			(6.2.2)	0,00102 т/год
, т/год				
где:				
Y_{O_3}, Y_{B_1} - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;				
		Y_{O_3} - 2,36		Y_{B_1} - 3,15
B_{O_3}, B_{B_1} - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;				
		B_{O_3} - 42,7		B_{B_1} - 42,7
C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;				
				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 (С ₁ мас %).				
Максимально-разовый выброс:	$M = C_1 \times M / 100$, г/с		(5.2.4)	
Среднегодовые выбросы:	$G = C_1 \times G / 100$, т/г		(5.2.5)	
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные $C_{12}-C_{19}$	непредельные	ароматические	сероводород
C_1 мас %	99,57	-	0,15	0,28
M_i , г/с	0,0065	-	-*)	0,000018
G_i , т/г	0,00101	-	-*)	0,0000029
*) 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 №6010 Емкость для бурового шлама				
Исходные данные:				
V		40	м ³	
n		1	шт.	
T		339,84	час	
h		2	м	
Секундный выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле:				
$P_c = F_{om} \times g \times K_{11} / 3,6$				0,089 г/сек
F_{om} – общая площадь испарения, м ² ;		64	м ²	
g – удельный выброс		0,02	кг/ч*м ²	
K_{11} – коэффициент, зависящий от укрытия емкости.		0,25		
Годовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле:				
$P_g = P_c \times T \times 3,6 / 1000$				0,1087 т/год
T- время работы, час				
Сборник методик по расчету выбросов ВВ в атмосферу различными производствами». Алматы, 1996г.				

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №6011		Емкость масла					
Общий расход:		34,99	т/г				
n		1,0	шт.				
h		5,0	м				
d		0,1	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:							
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}$					(6.2.1)	0,000005	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 закачки, м ³ /час;							
· годовые выбросы:							
$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p$					(6.2.2)	0,00008	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} - 0,25				Y _{вл} - 0,25	
B _{оз} , B _{вл} - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;							
		B _{оз} - 17,5				B _{вл} - 17,5	
C ₁ - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;							
						0,39	
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;							
						0,00027	
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)		
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр		Углеводороды					
		предельные C ₁₂ -C ₁₉	непредельны	ароматические		сероводород	
C _i мас %		99,31	-	0,21		0,48	
M _i , г/с		0,000005	-	-*)		0,00000003	
G _i , т/г		0,00008	-	-*)		0,0000004	
*) 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 №6012 Емкость отработанных масел				
Общий расход:		17,495	т/г	
n		1,0	шт.	
h		5,0	м	
d		0,1	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:				
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}$			(6.2.1)	0,000005 г/с
$K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;				
$V_{\text{ч}}^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его заправки, м ³ /час;				
годовые выбросы:				
$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p$			(6.2.2)	0,0001 т/год
где:				
$Y_{\text{оз}}, Y_{\text{вл}}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;				
		$Y_{\text{оз}}$ - 0,25	$Y_{\text{вл}}$ - 0,25	
$B_{\text{оз}}, B_{\text{вл}}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;				
		$B_{\text{оз}}$ - 8,7	$B_{\text{вл}}$ - 8,7	
C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;				
				0,39
$G_{\text{хр}}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;				
				0,27
$K_{\text{нп}}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;				
				0,00027
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 (Сi мас %).				
Максимально-разовый выброс:		$M = C_i \times M / 100$, г/с	(5.2.4)	
Среднегодовые выбросы:		$G = C_i \times G / 100$, т/г	(5.2.5)	
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные C_{12} - C_{19}	непредельные	ароматические	сероводород
C_i мас %	99,31	-	0,21	0,48
M_i , г/с	0,000005	-	-*)	0,00000003
G_i , т/г	0,00008	-	-*)	0,0000004
*) 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 №6013 Ремонтно-мастерская				
Универсально-фрезерный станок производит обработку металла. Выбросы вредных веществ осуществляются через вытяжную вентиляционную трубу.				
Мощность	2,3	кВт;		
Количество	1,0	шт.;		
Время работы	56	ч/год.		
Валовый и максимальный разовый выброс СОЖ от одной единицы оборудования при обработке металлов рассчитывается по формуле:				
$M_{\text{сод}} = \frac{3600 \times N \times Q \times T}{10^6}$		Выбросы ВВ аэрозоли масла:		
		*, т/г		0,000026
Мсек = Q * N, г/с				0,000129
Q- удельные показатели выделения масла или эмульсола на 1 кВт мощности оборудования, г/с (таб.7) $5,6 \times 10^{-5}$				
N- мощность установленного оборудования, кВт;				
T- время работы, час/год.				
РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана-2005г.				

Токарно-винтовой станок производит обработку металла. Выбросы вредных веществ осуществляются через вытяжную вентиляционную трубу.						
Мощность		11	кВт;			
Количество		1,0	шт.;			
Время работы		56	ч/год.			
Валовый и максимальный разовый выброс СОЖ от одной единицы оборудования при обработке металлов рассчитывается по формуле:						
$M_{год} = \frac{3600 \times N \times Q \times T}{10^6}$			*,т/г		Выбросы ВВ аэрозоли масла:	
					0,000124	
Мсек = Q * N, г/с					0,000616	
Q- удельные показатели выделения масла или эмульсола на 1 кВт мощности оборудования, г/с (таб.7) $5,6 \cdot 10^{-5}$						
					0,000056	
N- мощность установленного оборудования, кВт;						
T- время работы, час/год.						
РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана-2005г.						
Универсально-заточный станок предназначен для ремонта оборудования. Выбросы вредных веществ осуществляются через вентиляционную трубу.						
Мощность		1,93	кВт;			
Количество		1,0	шт.;			
Время работы		56	ч/год.			
Выбросы загрязняющих веществ, образующихся при механической обработке металлов, без применения СОЖ, от одной единицы оборудования, определяется по формулам:						
Валовый и максимальный разовый выброс для источников выделения, обеспеченных местными отсосами определяется по формулам:						
$M_{год} = \frac{3600 \times n \times Q \times T}{10^6}$			*(1 - η), т/год			
Мсек= n*Q*(1-η), г/с						
n- коэффициент эффективности местных отсосов (принимать на основе замеров, в иных случаях равным 0,9);						
			0,9			
T- фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час						
η – степень очистки воздуха пылеулавливающим оборудованием (в долях единицы).						
В цехе пылеулавливающее оборудование отсутствует, ввиду этого коэффициент эффективности пылеулавливающего оборудования равен: 0						
			0			
Q- удельный выброс пыли технологическим оборудованием, г/с (таб.1);						
пыль абразивная -			0,013	0,0117	г/с	0,00236 т/г
пыль металлическая (оксид железа) -			0,021	0,0189	г/с	0,00381 т/г
РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана-2005г.						

Плоско-шлифовальный станок предназначен для ремонта оборудования. Выбросы вредных веществ осуществляются через вентиляционную трубу.						
Мощность		4	кВт;			
Количество		1,0	шт.;			
Время работы		56	ч/год.			
Выбросы загрязняющих веществ, образующихся при механической обработке металлов, без применения СОЖ, от одной единицы оборудования, определяется по формулам:						
Валовый и максимальный разовый выброс для источников выделения, обеспеченных местными отсосами определяется по формулам:						
$M_{\text{год}} = \frac{3600 \times n \times Q \times T}{10^6} \times (1 - \eta), \text{ т/год}$						
$M_{\text{сек}} = n \times Q \times (1 - \eta), \text{ г/с}$						
n- коэффициент эффективности местных отсосов (принимать на основе замеров, в иных случаях равным 0,9);						
T- фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час						
η – степень очистки воздуха пылеулавливающим оборудованием (в долях единицы).						
В цехе пылеулавливающее оборудование отсутствует, ввиду этого коэффициент эффективности пылеулавливающего оборудования равен: 0						
Q- удельный выброс пыли технологическим оборудованием, г/с (таб.1);						
пыль абразивная -		0,017	0,0153	г/с	0,00308	т/г
пыль металлическая (оксид железа) -		0,026	0,0234	г/с	0,00472	т/г
РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана-2005г.						
Валовые выбросы от монтажно-заготовительного цеха:						
Аэрозоли масла:	0,0002	т/г;	0,0007	г/с;		
Пыль абразивная:	0,0054	т/г;	0,0270	г/с;		
Оксид железа:	0,0085	т/г;	0,0423	г/с.		

Источник № 6014. Склад цемента.			
№ пп	Наименование	Количество	Ед.изм.
1.	Исходные данные:		
1.1.	G _{год} - Количество поступающего материала за год	14,50	т/пер
1.2.	G - Количество перерабатываемого материала	0,0833	т/час
1.3.	F - Поверхность пыления в плане	100	м ²
1.4.	T - Время работы	174	ч/пер
2.	Расчет:		
2.1.	Q - Объем пылевыведения, где		
	$Q = \frac{K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * G * 10^6 * B}{3600} + K_3 * K_4 * K_5 * K_6 * K_7 * q * F$	0,0033	г/сек
	K ₁ - доля пылевой фракции в материале	0,04	(таблица 1)
	K ₂ - доля пыли переходящая в аэрозоль	0,03	(таблица 1)
	K ₃ - коэффициент, учитывающий метеоусловий	1,2	(таблица 2)
	K ₄ - коэффициент, учитывающий местных условий	1	(таблица 3)
	K ₅ - коэффициент, учитывающий влажность материала	0,01	(таблица 4)
	K ₆ - коэфф., учит-щий профиль поверхности складированного мат-ла	1,45	(таблица 5)
	K ₇ - коэффициент, учитывающий крупность материала	0,6	(таблица 5)
	q - объем пылевыведения, где	0,003	(таблица 6)
	B - коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	0,7	(таблица 7)
2.2.	M - Общее пылевыведения*		
	M = Q*T*3600/10 ⁶ , (Выбросы ВВ пыль цементная)	0,0020	т/пер
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МОС РК №100-п от 18.04.2008г			

Источник № 6015. Блок приготовление цементных растворов			
№ пп	Наименование	Количество	Ед.изм.
1.	Исходные данные:		
1.1.	G _{год} - Количество поступающего материала за год	14,50	т/пер
1.2.	G - Количество перерабатываемого материала	0,0833	т/час
1.3.	F - Поверхность пыления в плане	100	м ²
1.4.	T - Время работы	174	ч/пер
2.	Расчет:		
2.1.	Q - Объем пылевыведения, где		
	$Q = \frac{K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * G * 10^6 * B}{3600} + K_3 * K_4 * K_5 * K_6 * K_7 * q * F$	0,0033	г/сек
	K ₁ - доля пылевой фракции в материале	0,04	(таблица 1)
	K ₂ - доля пыли переходящая в аэрозоль	0,03	(таблица 1)
	K ₃ - коэффициент, учитывающий метеоусловий	1,2	(таблица 2)
	K ₄ - коэффициент, учитывающий местных условий	1	(таблица 3)
	K ₅ - коэффициент, учитывающий влажность материала	0,01	(таблица 4)
	K ₆ - коэфф., учит-щий профиль поверхности складировемого мат-ла	1,45	(таблица 5)
	K ₇ - коэффициент, учитывающий крупность материала	0,6	(таблица 5)
	q - объем пылевыведения, где	0,003	(таблица 6)
	B - коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	0,7	(таблица 7)
2.2.	M - Общее пылевыведения*		
	M = Q*T*3600/10 ⁶ , (Выбросы ВВ пыль цементная)	0,0020	т/пер
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МОС РК №100-п от 18.04.2008г			

Источник №6016 Блок приготовления буровых растворов			
Приготовление бурового раствора производится в 2 емкостях объемом по 60 м3 каждая, накрыта крышкой.			
Степень укрытия поверхности оборудования – 95%.			
Исходные данные:			
	T	339,84	час
	h	25	м
	d	0,5	м
	t	100	С
	v	2	м ³ /с
Годовой выброс (т/год) углеводородов в атмосферу определяется по формуле:			
$G = T \times q \times K \times F \times 10^{-6}$			0,00008 т/год
q – количество углеводородов, испаряющихся с открытой поверхности объектов очистных сооружений при среднегодовой температуре воздуха;			3,15 г/м ² *ч
K – коэффициент, учитывающий степень укрытия поверхности испарения. Значения коэффициента K приведены в таблице 6.4			0,15
F – площадь поверхности испарения			0,5 м ²
Среднее значение количества углеводородов, испаряющихся с 1 м2 поверхности в летний период, составит:			
$q_{\text{ср}} = \frac{q_{\text{дн}} \cdot t_{\text{дн}} + q_{\text{н}} \cdot t_{\text{н}}}{24}$			12,139 г/м ² *ч
q _{дн} , q _н - количество испаряющихся углеводородов, соответственно в дневное и ночное время, г/м2*ч;			
			q _{дн} - 15,603 q _н - 5,212
t _{дн} , t _н - число дневных и ночных часов в сутки в летний период.			t _{дн} - 16 t _н - 8
Максимальный выброс (г/с) углеводородов в атмосферу определяется по формуле:			
$M = K \frac{q_{\text{ср}} \cdot F}{3600}$			0,00025 г/сек

Источник № 6006-02. Сварочный пост				
Исходные данные:				
Марка электрода;			АНО-4	
Время работы, ч/год;			48	
Расход электрода, кг/год;			100	
Максимальный расход, кг/ч;			2,083	
Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:				
$M_{\text{год}} = \frac{B_{\text{год}} \times K_m^x}{10^6} \times (1 - \eta)$			(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);				
η - степень очистки воздуха в соответствующем аппарате, которым снабжается группа технологических агрегатов;				
			0	
Максимальный разовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:				
$M_{\text{сек}} = \frac{K_m^x \times B_{\text{час}}}{3600} \times (1 - \eta)$			(5.2)	
где:				
$B_{\text{час}}$ - 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			
	сварочный аэрозоль	в том числе		
		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	0,01030	0,00910	0,00096	0,00024
РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). Астана-2004г.				

Источник №0010, Диз. Генератор Камаз АД-200

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 17.2$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 0.8$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 30 / 3600 = 0.143333333333$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.8 \cdot 30 / 10^3 = 0.024$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.005733333333

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.8 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.00096**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **39**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 39 / 3600 =$
0.186333333333

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.8 \cdot 39 / 10^3 =$ **0.0312**

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **10**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 10 / 3600 =$
0.047777777778

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.8 \cdot 10 / 10^3 =$ **0.008**

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **25**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 25 / 3600 =$
0.119444444444

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.8 \cdot 25 / 10^3 =$ **0.02**

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **12**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 12 / 3600 =$
0.057333333333

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.8 \cdot 12 / 10^3 =$ **0.0096**

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.2 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.005733333333

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.8 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.00096**

Примесь: 0328 Углерод (Сажка, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э$ = **5**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_3 / 3600 = 17.2 \cdot 5 / 3600 =$
0.02388888889

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FGGO}} \cdot E_3 / 10^3 = 0.8 \cdot 5 / 10^3 = 0.004$

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.14333333333	0.0717
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.18633333333	0.09321
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02388888889	0.01195
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.04777777778	0.0239
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.11944444444	0.05975
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00573333333	0.002868
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00573333333	0.002868
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.05733333333	0.02868

Источник № 6017 Пост газорезки					
Газосварочные работы для резки металла.					
Исходные данные:					
Количество, шт.;					1
Время работы, ч/год;					48
Расход карбида кальция в год;			29,7917 кг/час		1430
Расход пропана в год			11,5156 кг/час		553
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 смесью					
Валовые выбросы диоксида азота при газосварке составят:					
$P_{NO_2} =$		0,23004 г/сек		0,02088 т/год	
Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в воздушный бассейн при резке метал-					
лов, определяют на единицу времени работы оборудования (г/ч).					
6.1 На единицу времени работы оборудования					
а) валовый:					
$M_{\text{год}} = \frac{K^x \times T}{10^6} \times (1 - \eta)$					
, т/год (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;					
h - степень очистки воздуха в соответствующем аппарате, которым снабжается группа					
технологических агрегатов, 0.					
б) максимальный разовый:					
$M_{\text{сек}} = \frac{K^x}{3600} \times (1 - \eta)$					
, г/сек (6.2)					
Расчеты:					
Толщина разре-	Наименование и удельные количества загрязняющих в-тв, г/час				
заемых листов*)	сварочный	в том числе		азот	углерод
мм	аэрозоль	железо оксид	оксид марганца	диоксид	оксид
5,0 мм	74,0	72,9	1,10	39,0	49,5
$M_{\text{год}}, \text{ т/г}$	0,0036	0,0035	0,00005	0,0019	0,0024
$M_{\text{сек}}, \text{ г/с}$	0,0206	0,0203	0,0003	0,0108	0,0138
РНД 211.2.02.03-2004 "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу					
при сварочных работах" (по величинам удельных выбросов) Астана, 2004г.					
Суммарные выбросы вредных веществ в атмосферу от источника загрязнения:					
Диоксид азота	0,2409 г/сек		0,0227 т/год		
Оксид углерода	0,0138 г/сек		0,0024 т/год		
Сварочный аэрозоль	0,0206 г/сек		0,0036 т/год		
в т.ч. оксид железа	0,0203 г/сек		0,0035 т/год		
в т.ч. оксид марганца	0,0003 г/сек		0,00005 т/год		

Источник №0011-001, силовой привод ЯМЗ-238

ПРОЕКТ ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕРЕНЬ-УЗЮК ЗАПАДНЫЙ»

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 9.46$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 1.33$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 =$

$9.460000000000001 \cdot 30 / 3600 = 0.07883333333$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.33 \cdot 30 / 10^3 = 0.0399$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 =$

$9.460000000000001 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00315333333$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.33 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.001596$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 =$

$9.460000000000001 \cdot 39 / 3600 = 0.10248333333$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.33 \cdot 39 / 10^3 = 0.05187$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 =$

$9.460000000000001 \cdot 10 / 3600 = 0.02627777778$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.33 \cdot 10 / 10^3 = 0.0133$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 =$

$9.460000000000001 \cdot 25 / 3600 = 0.06569444444$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.33 \cdot 25 / 10^3 = 0.03325$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)