

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №02177Р

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Генерального директора
по геологии и разработке
АО «Эмбаунайгаз»



МУНАРА А.
2024г

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

Договор №495-113//150/2020 АТ от 14.08.2020г

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»



А.С. МАРДАНОВ

Атырау, 2024 г

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

[illegible]

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

№	Должность	ФИО	Подпись
1	Руководитель службы	Исмаганбетова Г.Х.	
2	Ведущий инженер	Суйнешова К.А.	
3	Ведущий инженер	Султанова А.Р.	
4	Старший инженер	Касымгалиева С.Х.	
5	Старший инженер	Асланқызы Г.	
6	Отв. исполнитель проекта ведущий инженер	Абир М.К.	

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	5
АННОТАЦИЯ	11
ВВЕДЕНИЕ	11
1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	14
1.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	14
1.2 ЦЕЛЕВОЕ НАЗНАЧЕНИЕ РАБОТЫ	16
1.3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	17
1.4 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН	23
1.5 СВЕДЕНИЕ О ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ	26
2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	33
2.1 ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	33
2.2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	34
2.3 ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ	35
2.4 ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ	38
2.5 РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ	40
2.6 ЖИВОТНЫЙ МИР	40
3. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТЕРРИТОРИЙ	43
3.1 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА	43
4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	46
4.1 ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	46
4.2 РАСЧЕТ РАССЕИВАНИЯ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	61
4.3 ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕРА САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ	64
4.4 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ФИЗИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	64
4.5 ВОДОСНАБЖЕНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ	65
4.6 ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ	69
4.7 ВОЗДЕЙСТВИЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	84
4.8 РЕКУЛЬТИВАЦИЯ ЗЕМЕЛЬ	85
5. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	87
5.1 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КАЧЕСТВО АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	88
5.2 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОДЗЕМНЫЕ И ПОВЕРХНОСТНЫЕ ВОДЫ	91
5.3 ФАКТОРЫ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ	94
5.4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ	96
5.5 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ	97
5.6 ФАКТОРЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР	99
5.7 РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА	101
5.8 ФИЗИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ	102
5.9 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ	103
5.10 СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ НАСЕЛЕНИЯ	108
5.11 ОХРАНА ПАМЯТНИКОВ ИСТОРИИ И КУЛЬТУРЫ	109
5.12 ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПЕРАЦИЙ ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ	110
6. АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ	113
6.1 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ	113
7. ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА	115
7.1 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЛОЩАДОК ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН	116
7.2 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	116
7.3 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ОТХОДОВ	116
7.4 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ БИОСФЕРЫ	116
7.5 ОБОРУДОВАНИЕ И МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА	116
7.6 КОНТРОЛЬ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	117
8. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ ИЗУЧЕНИЮ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА	118
НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ	119
ПРИЛОЖЕНИЯ	129
ПРИЛОЖЕНИЕ №1 - РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	130
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 ЗАКЛЮЧЕНИЕ ДЭ	282
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ПИСЬМО-ОТВЕТ	286
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ СЗЗ	287
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 ПЛАН-ГРАФИК	296
ПРИЛОЖЕНИЕ 6 ЗАКЛЮЧЕНИЕ ЖАЙЫК-КАСПИЙСКОЙ БАССЕЙНОВОЙ ИНСПЕКЦИИ	339

ПРИЛОЖЕНИЕ 7 – ЛИЦЕНЗИЯ ТОО "КМГ ИНЖИНИРИНГ" №21033693 ОТ 21.12.2021Г НА «ПРОЕКТИРОВАНИЕ (ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ) И (ИЛИ) ЭКСПЛУАТАЦИЮ ГОРНЫХ ПРОИЗВОДСТВ (УГЛЕВОДОРОДЫ), НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРОИЗВОДСТВ, ЭКСПЛУАТАЦИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ, НЕФТЕПРОВОДОВ, НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ В СФЕРЕ УГЛЕВОДОРОДОВ»	342
ПРИЛОЖЕНИЕ 8 - ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ	344

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 - Программа проведения ГТМ согласно 1 варианту	18
Таблица 1.2 - Программа проведения ГТМ согласно рекомендуемому 2 варианту	18
Таблица 1.3 - Программа проведения ГТМ согласно 3 варианту	19
Таблица 1.4 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)	21
Таблица 1.5 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)	22
Таблица 1.6 - Рекомендуемая конструкция вертикальной скважины №76 глубиной до 710 м.	23
Таблица 1.7 - Рекомендуемая конструкция вертикальной скважины №77 глубиной до 710 м.	23
Таблица 1.8 - Рекомендуемая конструкция вертикальной скважины №75 глубиной до 600 м.	24
Таблица 1.9 - Рекомендуемая конструкция вертикальной скважины №78 глубиной до 600 м.	24
Таблица 1.10 - Рекомендуемая конструкция вертикальной скважины №79 глубиной до 600 м.	25
Таблица 1.11 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины №76 проектной глубиной 710 м.	25
Таблица 1.12 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины №77 проектной глубиной 710 м.	26
Таблица 1.13 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины №75 проектной глубиной 600 м.	26
Таблица 1.14 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины №78 проектной глубиной 600 м.	26
Таблица 1.15 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины №79 проектной глубиной 600 м.	26
Таблица 1.16 - Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Уз (1-вариант)	31
Таблица 1.17 - Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Уз (рекомендуемый 2-вариант)	31
Таблица 1.18 - Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Уз (3-вариант)	32
Таблица 2.1 - Общая климатическая характеристика	33
Таблица 2.2 - Среднемесячная и годовая температура воздуха (градус С)	33
Таблица 2.3 - Средние месячные и среднегодовые скорости ветра, м/сек	33
Таблица 2.4- Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей	33
Таблица 2.5 - Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны	34
Таблица 2.6-Результаты проб почвы, отобранных на месторождении Уз	39
Таблица 3.1 - Сельское хозяйство Атырауской области	44
Таблица 4.1 - Проектные решения согласно 1 варианту	47
Таблица 4.2 - Проектные решения согласно рекомендуемому 2 варианту	48
Таблица 4.3 - Проектные решения согласно 3 варианту	50
Таблица 4.4 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2024-2033гг по 1 варианту разработки	53
Таблица 4.5 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважины №75 (2 вариант разработки)	55
Таблица 4.6 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин №№76, 77 (2 вариант разработки)	55

Таблица 4.7 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2024-2033гг	56
Таблица 4.8 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин №№75, 78, 79 (3 вариант разработки).....	58
Таблица 4.9 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин №№76, 77 (3 вариант разработки).....	58
Таблица 4.10 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2024-2033гг	по 3
варианту разработки.....	59
Таблица 4.11 - Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере	62
Таблица 4.12- Фоновые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе (мг/м3).....	62
Таблица 4.13-Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы	63
Таблица 4.14 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2024-2033 гг (1 вариант разработки)	65
Таблица 4.15 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин согласно 2 рекомендуемому варианту разработки	66
Таблица 4.16 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2024-2033 гг (2 вариант разработки)	66
Таблица 4.17 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин согласно 3 варианту разработки.....	67
Таблица 4.18 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2024-2033 гг (3 вариант разработки)	67
Таблица 4.19- Объем выбуренной породы при строительстве скважины, проектной глубиной 600м.....	78
Таблица 4.20 - Объем выбуренной породы при строительстве скважины, проектной глубиной 710м.....	78
Таблица 4.21- Образование коммунальных отходов при строительстве скважины.....	79
Таблица 4.22 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважины	80
Таблица 4.23 - Лимиты накопления отходов при строительстве скважины №75.....	81
Таблица 4.24 - Лимиты накопления отходов при строительстве скважин №№76, 77	81
Таблица 4.25 - Лимиты накопления отходов при строительстве скважины №75.....	81
Таблица 4.26 - Лимиты накопления отходов при строительстве скважин №№76, 77	82
Таблица 4.27 - Лимиты накопления отходов при строительстве скважин №№78, 79	82
Таблица 4.28 - Образование коммунальных отходов при эксплуатации.....	83
Таблица 4.29 - Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения Уаз за 2024-2033гг	83
Таблица 5.1 - Градации значимости воздействий	87
Таблица 5.2 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий при проведении оценки воздействия на ОС	87
Таблица 5.3 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха	90
Таблица 5.4-Интегральная (комплексная) оценка воздействия на подземные воды.....	91
Таблица 5.5-Анализ воздействия на геологическую среду	94
Таблица 5.6 - Анализ последствий возможного загрязнения почвенных покров.....	96
Таблица 5.7- Анализ последствий возможного загрязнения на растительность	99
Таблица 5.8-Анализ воздействия на фауну	100
Таблица 5.9 - Компоненты социально-экономической среды, рассматриваемые в ходе оценки воздействия	104
Таблица 5.10 - Градации пространственных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу.....	104

Таблица 5.11 - Градации временных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу	105
Таблица 5.12 - Градации масштабов интенсивности воздействия на социально-экономическую сферу	105
Таблица 5.13 - Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу	105
Таблица 5.14 - Матрица результатов оценки воздействий на социально-экономическую сферу	109
Таблица 7.1 – Список измеряемых параметров.....	117

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИИ

№П	Наименование
1	2
1.	Протокол расчетов
2.	Заключение ДЭ
3.	Письмо-ответ
4.	Заключение СЗЗ
5.	План-график
6.	Заключение Жайык-Каспийской бассейновой инспекции
7.	Лицензия ТОО "КМГ Инжиниринг"
8.	Государственная лицензия

АННОТАЦИЯ

Согласно Заключению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и скринга воздействия намечаемой деятельности № KZ04VWF00214262 от 13.09.2024г на проект на проект «Дополнение к проекту разработки месторождения Уз» 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 ЗПК от 02.01.2021г.

Отчет о возможных воздействиях содержит следующую информацию:

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

- общие сведения о месторождении, описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами (карта расположения рассматриваемого объекта приложена в приложении №7);
- целевое назначение работы;
- информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности;
- информация о технологических показателях для осуществления намечаемой деятельности, сведения о производственном процессе, в том числе использование природных ресурсов, сырья и материалов.

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

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

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

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

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

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

Глава 6. «Аварийные ситуации и их предупреждение».

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

Глава 8. Рекомендации по дальнейшему изучению состояния окружающей среды при реализации проекта.

Глава 9. Основные направления мероприятий по охране окружающей среды для реализации намечаемой деятельности

Глава 10. Цели, масштабы и сроки проведения послепроектного анализа, требования к его содержанию, сроки представления отчетов о послепроектном анализе уполномоченному органу.

Глава 11. «Заявление о намечаемой деятельности».

Глава 12. «Нетехническое резюме».

Список использованной литературы.

ВВЕДЕНИЕ

«Отчет о возможных воздействиях» к «Дополнение к проекту разработки месторождения Уаз» разработан в процессе оценки воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности в соответствии с требованиями нормативно-правовых актов Республики Казахстан:

- Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки»;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424 «О внесении изменений в приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года»;

Основанием для составления отчета о возможных воздействиях является Договор, заключенный между АО «Эмбаунайгаз» и Атырауским Филиалом «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» - Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№02177Р от 18 марта 2020г).

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

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

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

Рассматриваемый материал включает в себя:

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

Юридические адреса:

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: (7122) 305404

1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

1.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении площадь Уаз расположена в пределах Кызылкогинского района Атырауской области Республики Казахстан на территории блока Тайсойган (рис. 1.1).

В орографическом отношении территория представляет собой пустынно-степную равнину, осложненную многочисленными отдельными холмами, грядами, разделенными замкнутыми понижениями. Абсолютные отметки рельефа колеблются от минус 7 до плюс 30м.

Ближайшим населенным пунктом является п.г.т. Макат – центр Макатского района, находящийся на расстоянии 45 км на юго-запад от площади Уаз.

Центр Кызылкогинского района п.г.т. Миялы расположен на расстоянии 115 км на северо-запад, областной центр г. Атырау находится на расстоянии 165 км на юго-запад.

Дорожная сеть развита слабо. Через район исследований проходит проселочная дорога, связывающая районные центры Макат и Миялы. Населенные пункты отсутствуют.

Железная дорога Атырау-Алматы проходит в 30 км юго-восточнее рассматриваемой структуры.

Нефтепровод «Атырау-Орск» проходит на расстоянии 50 км на юго-восток.

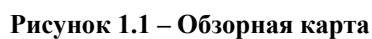
Климат района резкоконтинентальный с суровой зимой и жарким сухим летом.

Годовой перепад температур от плюс 40°С летом, до минус 35°С зимой. Количество осадков колеблется от 150 до 200 мм в год.

Гидрографическая сеть развита слабо. В юго-западной части района работ протекает река Сагиз. Пресноводных колодцев мало, дебит их незначительный.

Животный и растительный мир беден и является типичным для полупустынных зон.

Материально-техническая база и подрядные организации по выполнению буровых, промыслово-геофизических, исследовательских работ расположены в г. Атырау и его окрестностях.



1.2 Целевое назначение работы

Недропользователем месторождения Уз является АО «Эмбаунайгаз» согласно Контракту №327 от 12.05.1999г на проведение разведки и добычи углеводородного сырья в пределах блоков XXI-14-A, B, C, D, E, F; XXI-15-A, B, C, D, E; XXII-14-A, B, C, D, E; XXII-15; XXII-16-A, B, C, D, E, F; XXIII-14-A, B, C, D, E, F; XXIII-15; XXIII-16-A, B, C, D, E, F; XXIV-14-A, B, C; XXIV-15-A, B, C; XXIV-16-A, B в Атырауской области., а также согласно дополнению к контракту №10 от 29.12.2017г, согласно которому период разработки продлен до 31.12.2034г включительно.

Горный отвод предоставлен Акционерному обществу «Эмбаунайгаз» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Уз в пределах блоков XXIV-15-B (частично) на основании решения Компетентного органа Министерства энергетики Республики Казахстан (Протокол №16/МЭ РК от 28 сентября 2016). Горный отвод расположен в Атырауской области. Площадь горного отвода – 1,45 км². Глубина разработки – на вертикальных разрезах по подошве юрский отложений.

Гравитационный минимум Уз выявлен в 1932-1933гг трестом «Эмбанефть» по результатам маршрутной гравиметрической съемки. К глубокому бурению структура была подготовлена в 1999г сейсмической съемкой методом отраженных волн.

Месторождение Уз открыто в 1999г поисковой скважиной 4, пробуренной в пределах западного поля южного крыла структуры, где при опробовании среднеюрских отложений из интервала 530-533м были получены промышленные притоки нефти дебитом 10,8 м3/сут на 5 мм штуцере.

В результате бурения скважин 4, 10, 11, 12 и 14 на западном поле южного крыла структуры Уз были выявлены залежи нефти в нижнемеловых (I аптский, II аптский, I неокомский горизонты) и среднеюрских отложениях (горизонты Ю-I+II, Ю-III', Ю-III, Ю-IV), отраженные в подсчете запасов, выполненном в 2009 г. С 2000 по 2005гг месторождение находилось в консервации в связи с использованием территории блока Тайсойган в качестве военного полигона.

В 2006г геологоразведочные работы на месторождении были возобновлены. Проведены работы по расконсервации разведочных скважин 4, 11, 12 и 14 с целью испытания горизонтов Ю-I+II и последующего их ввода в пробную эксплуатацию.

В 2007 году ТОО «Научно-исследовательский и проектный центр» составлен проект пробной эксплуатации месторождения Уз (протокол ЦКР РК №43 от 15.06.2007г).

В 2008г ТОО «Онгар КМ» был выполнен оперативный подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа по состоянию на 01.01.2008г Протокол ГКЗ РК №765-08-П от 20.11.2008г.

В 2009 году, ТОО НЭКФ «Optimum», был произведен подсчет запасов нефти и газа, по состоянию на 01.01.2009г утвержденный протоколом ГКЗ РК №814-09-У от 22.01.2010г.

В 2010г ТОО «НИПЦ» составлен отчет «Авторский надзор за реализацией проекта пробной эксплуатации месторождения Уз». По результат рассмотрения рабочая группа постановила: продлить срок пробной эксплуатации месторождения Уз до января 2012г.

В 2011г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» на основе последнего утвержденного подсчета запасов составлен и утвержден «Технологическая схема разработки месторождения Уз» (Протокол Заседания Рабочей группы Комитета геологии и недропользования МИИНТ РК № 325 от 06.01.2012г).

В 2011г сейсморазведочной партией №1 ТОО «Гео Энерджи Групп» на площади Уз были проведены сейсмические исследования МОГТ 3Д объемом 68 кв. км, в результате интерпретации выявлены ловушки в отложениях среднего триаса на периферии соляного купола и детализировано строение южного крыла структуры Уз.

11 апреля 2012 г подписано Дополнение №4 к Контракту о продлении периода Разведки по Контракту на 2 года до 09.01.2014г. (Письмо Министерства нефти и газа РК от 13.09.2011 года №07-01/10629, Протокол №9 от 07.09.2011г.).

В 2014г институтом ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» выполнен Анализ разработки месторождения Уаз.

В 2015г был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Уаз Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.02.2015г». (Протокол ГКЗ РК №1557-15-У от 21.05.2015 г).

В 2016г была составлена «Уточненная технологическая схема разработки западного поля месторождения Уаз» (утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИР РК (письмо от 05.01.2017г №27-5-4-И) на основании Протокола ЦКРР №79/5 от 09.12.2016г)».

В 2020г был составлен Анализ разработки месторождения Уаз, в рамках анализа были скорректированы программа работ и уровни добычи на 2020-2022гг. (Прокор ЦКРР № 4/13 24.09.2020г.). Анализ был выполнен Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» по состоянию на 01.01.2020г.

В 2020г был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа...» (Протокол ГКЗ №2233-20-У от 25.11.2020г.) В рамках пересчета запасов (ПЗ) были пересмотрены геологические структуры и проинтерпретированы данные по ГИС. Результаты бурения новых скважин и проведенный объем исследовательских работ позволили уточнить категорийность по некоторым продуктивным горизонтам и произвести перевод запасов в более высокие категории.

В 2021г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Анализ разработки месторождения Уаз», утвержденный ЦКРР РК МЭРК (Протокол №19/3 от 27-28.10.2021г). В рамках Анализа разработки 2021г был выполнен только пересчет суммы обеспечения исполнения обязательств по ликвидации последствий добычи, без изменения технологических показателей по отчету «Анализ разработки месторождения Уаз» 2020г.

В настоящее время действующим проектным документом является «Проект разработки...» (утвержденный ЦКРР РК МЭРК (Протокол №31/12 от 22.09.2022г), выполненный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в 2022г с выделением двух основных эксплуатационных и двух возвратных объектов разработки:

- **I объект** – горизонты Ю-II 1 пласт, Ю-III, Ю-IV;
- **II объект** – горизонты Ю-V;
- **I Возвратный объект** – горизонт Ю-I;
- **II Возвратный объект** – горизонты Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX.

В 2024г был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа...». В рамках пересчета запасов (ПЗ) были пересмотрены геологические структуры и проинтерпретированы данные по ГИС. Результаты бурения новых скважин и проведенный объем исследовательских работ позволили уточнить категорийность по некоторым продуктивным горизонтам и произвести перевод запасов в более высокие категории.

Настоящий проект составлен Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в рамках договора №495-113/150/2020АТ от 14.08.2020г с АО «Эмбаунайгаз», согласно Техническому заданию и в соответствии с требованиями действующих «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (ЕПРКИН) и нормативно-технического документа (НТД) «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (утверждены приказом №329 И.о. Министра энергетики РК от 24.08.2018г). Целью составления проекта является обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на основе новых утвержденных запасов в рамках отчета «Пересчет запасов ...» 2024г.

1.3 Технологические показатели вариантов разработки

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

залежи.

С целью обоснования наиболее оптимального значения КИН и расчета прогнозных технологических показателей рассмотрены 3 варианта разработки.

Ниже представлено описание вариантов разработки.

Первый вариант предусматривает продолжение реализации оставшихся мероприятий, предусмотренных Проектом разработки 2022г, с корректировкой на текущее состояние: проведение ГТМ по переводу добывающих скважин между объектами, а также на объекты, ранее не участвующие в разработке, с целью использования потенциала пробуренного фонда скважин и для более полного и ускоренного вовлечения запасов I объекта в разработку предусматривается организация одновременно-раздельной добычи (ОРД) I и II объекта в скважинах №№43,59 и дополнительные прострелы в переходящих скважинах.

Второй вариант (рекомендуемый) основан на базе первого варианта с уплотнением сетки скважин путем бурения 3 добывающих скважин с целью вовлечения остаточных запасов, с переводом 8 добывающих скважин между объектами, предусмотрено дополнительно 2 ОРД, а также перевод скважины №36 из нагнетательного в добывающий фонд, скв. №11 из консервации в добывающий фонд.

Третий вариант нацелен на еще большее увеличение фонда добывающих скважин и дополнительно ко второму варианту предусматривает ввод из бурения в эксплуатацию 2 новых добывающих скважин на I объект. В итоге, в рамках третьего варианта предусматривается бурение 5 добывающих скважин, организация ОРД в 2 скважинах.

Все проектные скважины, вводимые из бурения, по своей конструкции планируются как вертикальные.

Таблица 1.1 - Программа проведения ГТМ согласно 1 варианту

№ скв.	Объект	Год	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
18	I	2024	2,1	Дополнительный прострел Ю-III горизонт
32	I	2024	2,4	Дополнительный прострел Ю-III горизонт
70	III Воз.	2025	4,8	Дополнительный прострел III Возвратный объект
59	I	2026	4,0	Одновременно раздельная эксплуатация с I объектом
12	II Воз.	2026	2,7	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
43	I	2027	4,0	Одновременно раздельная эксплуатация с I объектом
14	II Воз.	2027	4,0	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
102	III Воз.	2027	3,5	Перевод скважины со II на III Возвратный объект
101	III Воз.	2028	6,2	Перевод скважины со II на III Возвратный объект
62	II Воз.	2028	2,6	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
4	II Воз.	2029	2,6	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
74	III Воз.	2029	5,3	Перевод скважины со II на III Возвратный объект

Таблица 1.2 - Программа проведения ГТМ согласно рекомендуемому 2 варианту

№ скв.	Объект	Год	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
18	I	2024	2,1	Дополнительный прострел Ю-III горизонт
32	I	2024	2,4	Дополнительный прострел Ю-III горизонт
11	I Воз.	2025	6,0	Ввод из консервации
48	I Воз.	2025	1,2	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
70	III Воз.	2025	4,8	Дополнительный прострел III Возвратный объект
15	I Воз.	2026	3,0	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
59	I	2026	4,0	Одновременно раздельная эксплуатация с I объектом
12	II Воз.	2026	2,7	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
43	I	2027	4,0	Одновременно раздельная эксплуатация с I объектом

77	II	2027	5,7	Ввод вертикальной скважины из бурения на II объект
45	I Воз.	2027	3,1	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
54	I Воз.	2027	3,1	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
47	I Воз.	2027	4,2	Одновременно раздельная эксплуатация с I Воз. объектом
36	I Воз.	2027	1,7	Перевод из ППД на добывающий фонд
14	II Воз.	2027	4,0	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
102	III Воз.	2027	3,5	Перевод скважины со II на III Возвратный объект
101	III Воз.	2028	6,2	Перевод скважины со II на III Возвратный объект
62	II Воз.	2028	2,6	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
61	I Воз.	2028	4,2	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
66	I	2028	2,5	Перевод скважины со II на I объект
76	II	2028	5,7	Ввод вертикальной скважины из бурения на II объект
53	I Воз.	2028	1,5	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
75	I	2029	8,5	Ввод вертикальной скважины из бурения на I объект
34	I Воз.	2029	3,1	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
4	II Воз.	2029	2,6	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
74	III Воз.	2029	5,3	Перевод скважины со II на III Возвратный объект
76	III Воз.	2030	3,7	Одновременно раздельная эксплуатация с III Воз. объектом

Таблица 1.3 - Программа проведения ГТМ согласно 3 варианту

№ скв.	Объект	Год	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
18	I	2024	2,1	Дополнительный прострел Ю-III горизонт
32	I	2024	2,4	Дополнительный прострел Ю-III горизонт
11	I Воз.	2025	6,0	Ввод из консервации
48	I Воз.	2025	1,2	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
70	III Воз.	2025	4,8	Дополнительный прострел III Возвратный объект
15	I Воз.	2026	3,0	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
59	I	2026	4,0	Одновременно раздельная эксплуатация с I объектом
12	II Воз.	2026	2,7	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
43	I	2027	4,0	Одновременно раздельная эксплуатация с I объектом
77	II	2027	5,7	Ввод вертикальной скважины из бурения на II объект
45	I Воз.	2027	3,1	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
54	I Воз.	2027	3,1	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
14	II Воз.	2027	4,0	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
102	III Воз.	2027	3,5	Перевод скважины со II на III Возвратный объект
47	I Воз.	2027	4,2	Одновременно раздельная эксплуатация с I Воз. объектом
36	I Воз.	2027	1,7	Перевод из ППД на добывающий фонд
31	II	2028	2,0	Одновременно раздельная эксплуатация со II объектом
78	I	2028	6,9	Ввод вертикальной скважины из бурения на I объект
79	I	2028	6,9	Ввод вертикальной скважины из бурения на I объект
101	III Воз.	2028	6,2	Перевод скважины со II на III Возвратный объект
62	II Воз.	2028	2,6	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
61	I Воз.	2028	4,2	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
66	I	2028	2,5	Перевод скважины со II на I объект
76	II	2028	5,7	Ввод вертикальной скважины из бурения на II объект
53	I Воз.	2028	1,5	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
47	II	2029	2,0	Одновременно раздельная эксплуатация со II объектом
75	I	2029	8,5	Ввод вертикальной скважины из бурения на I объект
34	I Воз.	2029	3,1	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
4	II Воз.	2029	2,6	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
74	III Воз.	2029	5,3	Перевод скважины со II на III Возвратный объект
76	III Воз.	2030	3,7	Одновременно раздельная эксплуатация с III Воз. объектом

В таблицах 1.4-1.5 представлены прогнозные технологические показатели разработки согласно рекомендуемому 2 варианту.

Таблица 1.4 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод из консервации	Перевод скважин под ОРЭ, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м ³ /сут
	все го	добывающих	нагнетательных					все го	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2024	0	0	0	56	0	0	0	1	1	0	43	9	3,4	23,3	80,8
2025	0	0	0	56	1	0	0	0	0	0	44	9	3,1	23,1	79,9
2026	0	0	0	56	0	1	0	1	1	0	43	9	3,0	23,3	78,6
2027	1	1	0	57	0	2	1	1	0	1	45	8	2,6	19,3	83,9
2028	1	1	0	58	0	0	0	0	0	0	46	8	2,7	19,5	80,5
2029	1	1	0	59	0	0	0	0	0	0	47	8	2,8	20,1	79,4
2030	0	0	0	59	0	1	0	1	0	1	47	7	2,8	21,7	92,3
2031	0	0	0	59	0	0	0	1	1	0	46	7	2,5	21,9	90,2
2032	0	0	0	59	0	0	0	1	1	0	45	7	2,3	21,7	85,8
2033	0	0	0	59	0	0	0	1	1	0	44	7	2,1	22,2	85,2
2034	0	0	0	59	0	0	0	4	4	0	40	7	2,1	23,9	82,7
2035	0	0	0	59	0	0	0	3	3	0	37	7	1,9	25,0	78,9
2036	0	0	0	59	0	0	0	1	1	0	36	7	1,8	25,5	77,5
2037	0	0	0	59	0	0	0	1	1	0	35	7	1,6	26,5	78,6

Таблица 1.5 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИ Н, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная	годовая	накопленная
2024	50,3	3,9	9,4	795,1	62,2	0,194	348,6	3064,5	85,6	253,0	2123,4	0,492	5,628
2025	47,8	3,7	9,9	842,9	65,9	0,205	352,9	3417,4	86,4	249,5	2372,9	0,469	6,097
2026	44,7	3,5	10,2	887,6	69,4	0,216	347,5	3764,8	87,1	245,2	2618,1	0,440	6,537
2027	46,2	3,6	11,8	933,8	73,0	0,227	342,6	4107,4	86,5	232,7	2850,8	0,456	6,993
2028	47,8	3,7	13,9	981,7	76,7	0,239	342,0	4449,4	86,0	223,8	3074,6	0,473	7,466
2029	47,7	3,7	16,0	1029,4	80,5	0,251	345,6	4795,0	86,2	220,3	3294,9	0,469	7,935
2030	45,2	3,5	18,1	1074,6	84,0	0,262	354,2	5149,3	87,2	224,1	3519,0	0,445	8,380
2031	40,4	3,2	19,7	1115,0	87,2	0,272	349,3	5498,6	88,4	219,1	3738,1	0,396	8,776
2032	36,1	2,8	22,0	1151,0	90,0	0,280	339,0	5837,6	89,4	208,7	3946,8	0,352	9,128
2033	32,3	2,5	25,2	1183,4	92,5	0,288	339,1	6176,7	90,5	206,9	4153,7	0,316	9,444
2034	28,4	2,2	29,7	1211,8	94,7	0,295	332,1	6508,8	91,4	200,7	4354,4	0,278	9,722
2035	25,0	2,0	37,1	1236,8	96,7	0,301	321,0	6829,8	92,2	191,6	4546,1	0,244	9,966
2036	22,3	1,7	52,7	1259,1	98,4	0,307	319,0	7148,8	93,0	188,6	4734,6	0,216	10,182
2037	20,0	1,6	100,0	1279,1	100,0	0,312	322,2	7471,0	93,8	190,8	4925,4	0,195	10,377

1.4. Конструкция скважин

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется следующая конструкция вертикальных скважин №№ 75, 76, 77, 78, 79 на месторождении Уз:

В рамках «Проекта разработки месторождения Уз вертикальные эксплуатационные скважины должны иметь следующие конструкции:

Конструкция вертикальной скважины №76 для II объекта глубиной до 710 м.

- **Направление Ø323,9мм** спускается на глубину **30м**, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
- **Кондуктор Ø244,5мм** спускается на глубину **200м**, цементируется до устья с целью перекрытия возможно водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.
- **Эксплуатационная колонна Ø168мм** спускается до проектной глубины и цементируется подъемом цемента до устья и установкой башмака на глубине **710м** для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции. Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа. Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 1.6.

Таблица 1.6 - Рекомендуемая конструкция вертикальной скважины №76 глубиной до 710 м.

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	393,7	323,9	30	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	295,3	244,5	200	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Эксплуатационная	215,9	168,3	710	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I

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

Конструкция вертикальной скважины №77 для II объекта глубиной до 710 м

- **Направление Ø323,9мм** спускается на глубину **30м**, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
- **Кондуктор Ø244,5мм** спускается на глубину **250м**, цементируется до устья с целью перекрытия возможно водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.
- **Эксплуатационная колонна Ø168мм** спускается до проектной глубины и цементируется подъемом цемента до устья ступенчатым способом с применением МСЦ и установкой башмака на глубине **710м** для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

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

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 1.7.

Таблица 1.7 - Рекомендуемая конструкция вертикальной скважины №77 глубиной до 710 м

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	393,7	323,9	30	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	295,3	244,5	250	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Эксплуатационная	215,9	168,3	710	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I

Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта

Конструкция вертикальной скважины №75 для I объекта глубиной до 600 м.

- **Направление Ø323,9мм** спускается на глубину **30м**, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
- **Кондуктор Ø244,5мм** спускается на глубину **200м**, цементируется до устья с целью перекрытия возможно водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.
- **Эксплуатационная колонна Ø168мм** спускается до проектной глубины и цементируется подъемом цемента до устья и установкой башмака на глубине **600м** для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции. Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа. Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 1.8.

Таблица 1.8 - Рекомендуемая конструкция вертикальной скважины №75 глубиной до 600 м.

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	393,7	323,9	30	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	295,3	244,5	200	до устья	ПЦТ-1-Г-СС-1
Эксплуатационная	215,9	168,3	600	до устья	ПЦТ-1-Г-СС-1

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

Конструкция вертикальной скважины №78 для I объекта глубиной до 600 м.

- **Направление Ø323,9мм** спускается на глубину **30м**, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
- **Кондуктор Ø244,5мм** спускается на глубину **200м**, цементируется до устья с целью перекрытия возможно водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.
- **Эксплуатационная колонна Ø168мм** спускается до проектной глубины и цементируется подъемом цемента до устья и установкой башмака на глубине **600м** для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции. Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа. Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 1.9.

Таблица 1.9 - Рекомендуемая конструкция вертикальной скважины №78 глубиной до 600 м.

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	393,7	323,9	30	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	295,3	244,5	200	до устья	ПЦТ-1-Г-СС-1
Эксплуатационная	215,9	168,3	600	до устья	ПЦТ-1-Г-СС-1

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

Конструкция вертикальной скважины №79 для I объекта глубиной до 600 м.

- **Направление Ø323,9мм** спускается на глубину **30м**, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
- **Кондуктор Ø244,5мм** спускается на глубину **200м**, цементируется до устья с целью перекрытия возможно водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.
- **Эксплуатационная колонна Ø168мм** спускается до проектной глубины и цементируется подъемом цемента до устья и установкой башмака на глубине **600м** для

освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции. Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа. Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 1.10.

Таблица 1.10 - Рекомендуемая конструкция вертикальной скважины №79 глубиной до 600 м.

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	393,7	323,9	30	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	295,3	244,5	200	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Эксплуатационная	215,9	168,3	600	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I

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

Выбор буровой установки

Основными критериями выбора буровой установки являются: глубина скважины, вес спускаемых обсадных и бурильных колонн, грузоподъемность, мобильность, экологическая безопасность, экономичность в эксплуатации, уровень механизации технологических процессов.

Для строительства эксплуатационных скважин рекомендуется использовать буровая установка ZJ-20 с верхним приводом Top Drive или ее аналог, на дизель-электрическом приводе с достаточным уровнем механизации работ.

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

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, и охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование (ОП). ОП представляет собой комплекс, состоящий из блока превенторов (плащечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина), манифольда (блок глушения, блок дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления превенторами. Продолжительность цикла строительства скважин представлена в таблицах 1.11. и 1.15.

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

Таблица 1.11 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины №76 проектной глубиной 710 м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины	16,16
Бурение	10,9
Крепление	5,26
Освоение объектов в колонне	4
Строительно-монтажные работы	5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	27,16

Таблица 1.12 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины №77 проектной глубиной 710 м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины	16,16
Бурение	10,9
Крепление	5,26
Освоение объектов в колонне	4
Строительно-монтажные работы	5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	27,16

Таблица 1.13 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины №75 проектной глубиной 600 м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины	13,17
Бурение	8,91
Крепление	4,26
Освоение объектов в колонне	4
Строительно-монтажные работы	5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	24,17

Таблица 1.14 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины №78 проектной глубиной 600 м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины	13,17
Бурение	8,91
Крепление	4,26
Освоение объектов в колонне	4
Строительно-монтажные работы	5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	24,17

Таблица 1.15 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины №79 проектной глубиной 600 м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины	13,17
Бурение	8,91
Крепление	4,26
Освоение объектов в колонне	4
Строительно-монтажные работы	5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	24,17

1.5 Сведение о производственном процессе

На сборном пункте месторождения Уаз продукция с месторождения Уаз поступает на манифольд. Продукция добывающих скважин месторождения Уаз Северный по средствам автоцистерн сливается в подземную емкость ЕП-50 сборного пункта Уаз. Далее с помощью насосных установок НБ-50 №1 или 2 откачивается на гребенку (БГ) и смешивается с нефтегазовой эмульсией Уаз и Уаз Восточный. Далее нефтегазовая эмульсия поступает по нефтяному трубопроводу Ø159мм в нефтегазовый сепаратор НГС. Перед входом в НГС дозируется химический реагент марки «Рандем-2204» с удельным расходом

180г/т.

Отделившийся после сепарации от нефти газ по газопроводу поступает в газовый сепаратор ГС 1-1,6 600-1. После осушки газ поступает в конденсатосборник КС. С конденсатосборника газ используется в печи подогревах ПТ-16/150 №1, 2 для подогрева нефтяной эмульсии. На газовой линии установлен вихревой расходомер «OPTISWIRL-4200», который предназначен для замера суточного расхода газа на подогревателях.

С нефтегазосепаратора нефтяная эмульсия поступает в теплообменник V-60м³. Далее нефтяная эмульсия поступает в подогреватель ПТ-16/150 №1. После подогрева на подогревателе ПТ16/150 №1 нефтяная эмульсия поступает в резервуар горизонтальный стальной РГС-100 №3 (отстойник) для разделения нефти от пластовой воды. Отделившаяся нефть по нефтяной линии поступает в подогреватель ПТ16/150 №2 для подогрева нефти. Подогретая нефть с подогревателя ПТ-16/150 №2 поступает в РГС-100 №4 для отделения нефти от пластовой воды.

Предварительно обезвоженная нефть с резервуара горизонтального РГС-100 №4 с давлением 0,2 МПа поступает в РВС-2000 м³.

Пластовая вода по трубопроводу Ø114 мм с РГС-100 №3 поступает в РВС-1000м³. С резервуара РВС-1000м³ попутно-пластовая вода направляется на прием насосов НБ-125 №5,6 и через расходомер «Optiflux-4100» перекачивается на водораспределительные пункты в систему ППД.

Предварительно-подготовленная нефть в РВС-2000 насосными агрегатами НБ-125 №1,2 с низким содержанием воды откачивается через узел учета по нефтепроводу Ø159мм на сборный пункт месторождения НГДУ «Доссормунайгаз» Северный Жолдыбай. Протяженность трубопровода составляет 25,5 километров.

Предварительно подготовленная нефтяная эмульсия с СП месторождения Северный Жолдыбай откачивается на ЦППН месторождения Восточный Макат для подготовки нефти в соответствии СТ РК 1347-2005. Подготовленная товарная нефть с ЦППН «Восточный Макат» откачивается насосами по нефтепроводу Ø219х8мм, протяженностью 11,5 км на ЦРП «Макат».

На ЦРП «Макат» товарная нефть поступает в товарные резервуары №1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 V-2000м³. После подтверждения результатов подготовленной нефти 1 группы качества производится сдачи нефти. С НПС «Макат» товарная продукция через коммерческий узел учета нефти – КУУН поступает в магистральный трубопровод АО «КазТранОйл».

Технологическая схема сборного пункта нефти месторождения Уаз представлен на рисунке 1.2.

Принципиальная схема системы сбора месторождения Уаз Северный показана на рисунке 1.3.

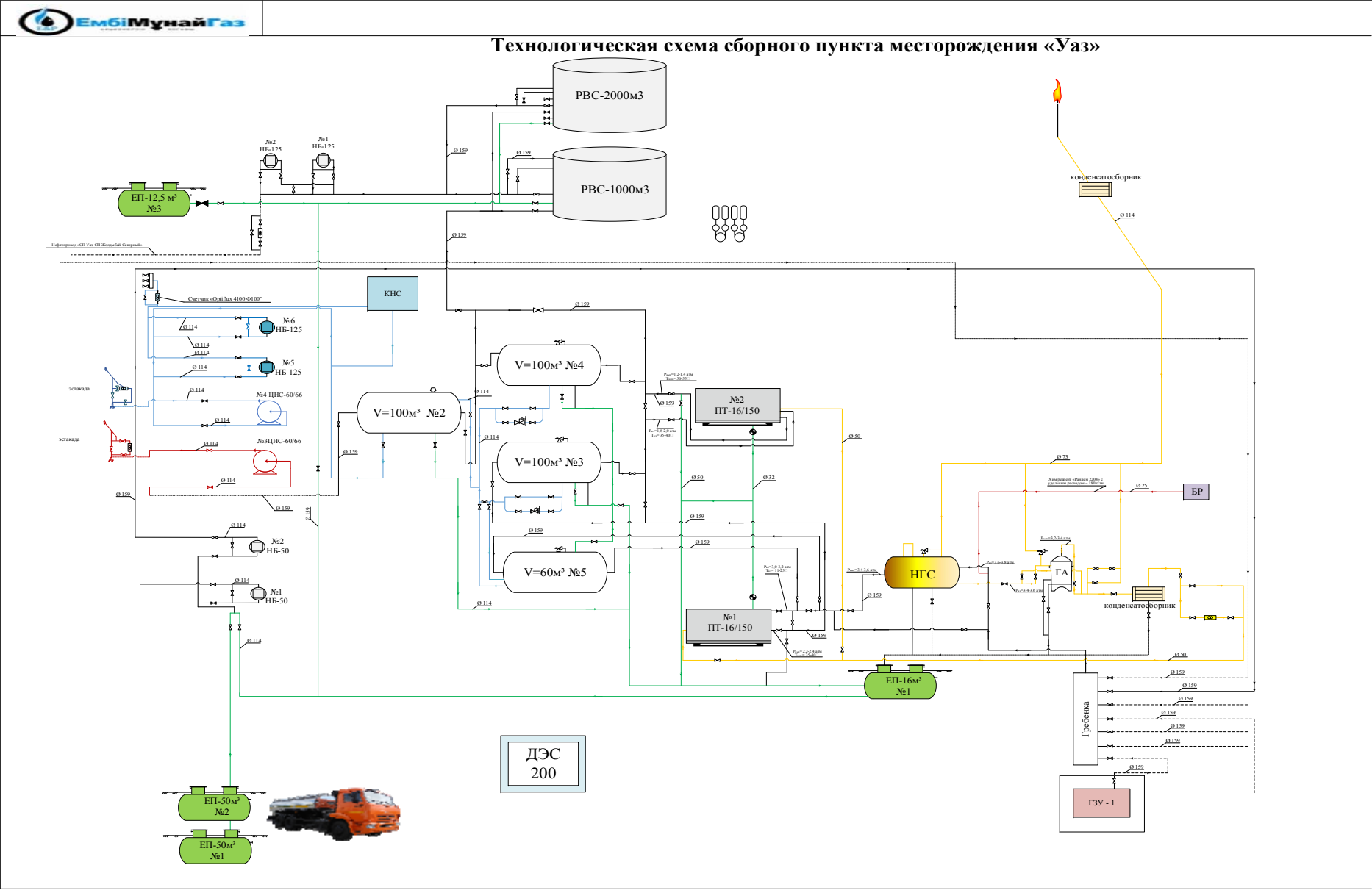


Рисунок 1.2 - Принципиальная технологическая схема сборного пункта нефти месторождени Уаз

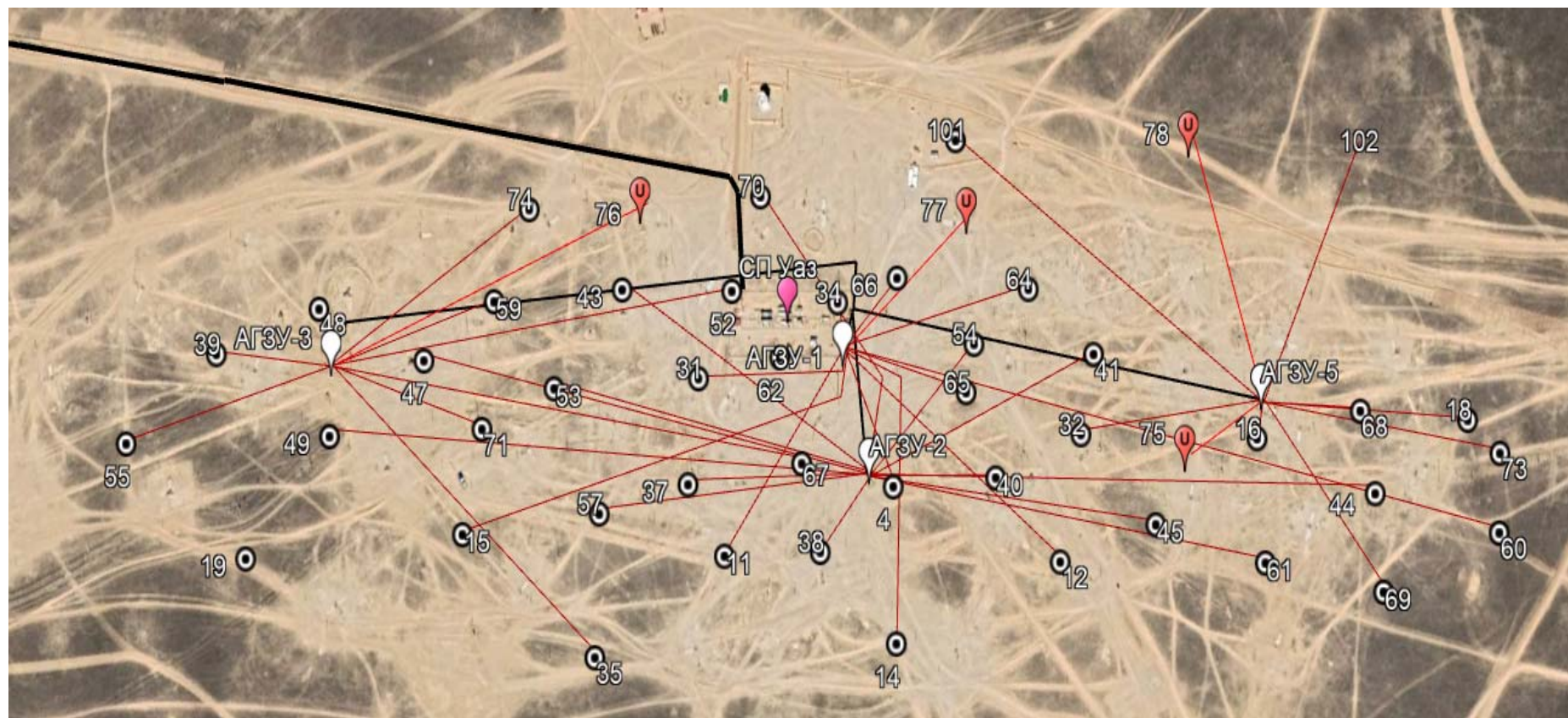


Рисунок 1.3 - Принципиальная схема системы сбора месторождения Уаз

Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Правительство РК отводит одно из важнейших мест в области использования ресурсов вопросу утилизации попутного газа. Основным путем утилизации газа является использование газа на собственные нужды в качестве топлива в печах для подготовки нефти.

На месторождении Уаз применяется система сбора и распределения попутного газа. Отделившийся после сепарации от нефти газ по газопроводу поступает в газовый сепаратор ГС 1-1,6 600-1. После осушки газ поступает в конденсатосборник КС. С КС газ поступает на печи подогрева в качестве топлива и используется в подогревах ПТ-16/150 №1, 2 для подогрева нефтяной жидкости.

Весь попутно добываемый газ месторождения Уаз используется на собственные нужды, сжигание газа на факеле не производится.

Утилизация газа на месторождении Уаз осуществляется по утвержденной «Программе развития переработки сырого газа на объектах НГДУ «Кайнармунайгаз» на период с 01.01.2022 по 31.12.2024 гг. (Протокол №13-1-0/3234-вн от 28.05.2023г.). Технологически неизбежное сжигание сырого газа по месторождению на период с 01.01.2024-31.12.2024гг. составляет $V_v - 0,009626 \text{ млн. м}^3$, в том числе $V_6 - 0,0 \text{ млн. м}^3$, $V_7 - 0,000924 \text{ млн. м}^3$, по категории $V_8 - 0,008702 \text{ млн. м}^3$, $V_9 - 0,0 \text{ млн. м}^3$ (Разрешение на сжигание в факелах сырого газа KZ88VPC00020403 от 27 июня 2023 года).

Баланс добычи и распределения нефтяного газа представлен в таблице 1.16.

Таблица 1.16 - Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Уз (1-вариант)

№	Наименование	Общее кол-во	В работе	Макс расход газа, м³/час	Количество часов в работе в сутки	Эксплуатация (кол-во дней в году)	Объем газа, млн. м³/год													
				2024			2024	2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Добыча газа, (V _г)						0,492000	0,443000	0,407000	0,383000	0,358000	0,337000	0,303000	0,272000	0,242000	0,216000	0,190000	0,167000	0,147000	0,132000
2	Технологические потери						0,005255	0,00473124	0,004347	0,00409044	0,00382344	0,00359916	0,00323604	0,00290496	0,00258456	0,00230688	0,0020292	0,00178356	0,00156996	0,00140976
3	Собственные нужды (V _н), в т.ч.:						0,476	0,429	0,394	0,371	0,346	0,326	0,293	0,263	0,234	0,209	0,183	0,161	0,142	0,127
3.1	ПТ-16/150М (для подогрева нефти)	2	2	28	24	359	0,476	0,429	0,394	0,371	0,346	0,326	0,293	0,263	0,234	0,209	0,183	0,161	0,142	0,127
4	Общий объем неизбежного сжигания газа (V _в):						0,010334	0,009396	0,008708	0,008249	0,007771	0,007369	0,006719	0,006126	0,005552	0,005055	0,004558	0,004118	0,003735	0,003449
4.1	объем сжигаемого газа на при тех. обслуживании и ремонтных работах технол. оборудования (V8):						0,009410	0,008472	0,007784	0,007325	0,006847	0,006445	0,005795	0,005202	0,004628	0,004131	0,003634	0,003194	0,002811	0,002525
4.2	объем сжигаемого газа при эксплуатации технологического оборудования (V7):						0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924
4.2.1	Дежурная горелка УФА-I-80-20	1	1	2,5	24	7	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042
4.2.2	при продувке факельного коллектора	1	1	3	24	7	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504

Таблица 1.17 - Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Уз (рекомендуемый 2-вариант)

№	Наименование	Общее кол-во	В работе	Макс расход газа, м³/час	Количество часов в работе в сутки	Эксплуатация (кол-во дней в году)	Объем газа, млн. м³/год													
				2024	2024	2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	Добыча газа, (V _г)						0,492000	0,469000	0,440000	0,456000	0,473000	0,469000	0,445000	0,396000	0,352000	0,316000	0,278000	0,244000	0,216000	0,195000
2	Технологические потери						0,005255	0,00500892	0,004699	0,00487008	0,00505164	0,00500892	0,0047526	0,00422928	0,00375936	0,00337488	0,00296904	0,00260592	0,00230688	0,0020826
3	Собственные нужды (V _н), в т.ч.:						0,476	0,454	0,426	0,441	0,458	0,454	0,431	0,383	0,341	0,306	0,269	0,236	0,209	0,188
3.1	ПТ-16/150М (для подогрева нефти)	2	2	28	24	359	0,476	0,454	0,426	0,441	0,458	0,454	0,431	0,383	0,341	0,306	0,269	0,236	0,209	0,188
4	Общий объем неизбежного сжигания газа (V _v):						0,010334	0,009894	0,009339	0,009645	0,009970	0,009894	0,009435	0,008498	0,007656	0,006968	0,006241	0,005591	0,005055	0,004653
4.1	объем сжигаемого газа на при тех. обслуживании и ремонтных работах технол. оборудования (V8):						0,009410	0,008970	0,008415	0,008721	0,009046	0,008970	0,008511	0,007574	0,006732	0,006044	0,005317	0,004667	0,004131	0,003729
4.2	объем сжигаемого газа при эксплуатации технологического оборудования (V7):						0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924
4.2.1	Дежурная горелка УФА-I-80-20	1	1	2,5	24	7	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042
4.2.2	при продувке факельного коллектора	1	1	3	24	7	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504

Таблица 1.18 - Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Уз (3-вариант)

№	Наименование	Общие кол-во	В работе	Макс расход газа, м³/час	Количество часов в работе в сутки	Эксплуатация (кол-во дней в году)	Объем газа, млн. м3/год													
				2024	2024	2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	Добыча газа, (V _i)						0,492000	0,469000	0,440000	0,456000	0,526000	0,525000	0,494000	0,430000	0,373000	0,326000	0,281000	0,237000	0,207000	0,183000
2	Технологические потери						0,005255	0,00500892	0,004699	0,00487008	0,00561768	0,005607	0,00527592	0,0045924	0,00398364	0,00348168	0,00300108	0,00253116	0,00221076	0,00195444
3	Собственные нужды (V ₁), в т.ч.:						0,476	0,454	0,426	0,441	0,509	0,508	0,478	0,416	0,361	0,315	0,272	0,229	0,200	0,177
3.1	ПТ-16/150М (для подогрева нефти)	2	2	28	24	359	0,476	0,454	0,426	0,441	0,509	0,508	0,478	0,416	0,361	0,315	0,272	0,229	0,200	0,177
4	Общий объем неизбежного сжигания газа (V _v):						0,010334	0,009894	0,009339	0,009645	0,010984	0,010965	0,010372	0,009148	0,008058	0,007159	0,006298	0,005457	0,004883	0,004424
4.1	объем сжигаемого газа на при тех. обслуживании и ремонтных работах технол. оборудования (V ₈):						0,009410	0,008970	0,008415	0,008721	0,010060	0,010041	0,009448	0,008224	0,007134	0,006235	0,005374	0,004533	0,003959	0,003500
4.2	объем сжигаемого газа при эксплуатации технологического оборудования (V ₇):						0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924	0,000924
4.2.1	Дежурная горелка УФА-I-80-20	1	1	2,5	24	7	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042
4.2.2	при продувке факельного коллектора	1	1	3	24	7	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504	0,000504

2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

2.1 Природно-климатические условия

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

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. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (август): плюс 37.5°C. Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (декабрь): минус 9.7°C.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики для района месторождения Уз представлены по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции Сагиз за 2023 год.

Таблица 2.1 - Общая климатическая характеристика

Наименование	МС Сагиз
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (февраль) за год	-13,2C
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) за год	+34,0C
Среднее количество осадков за теплый период года	138,6 мм
Среднее количество осадков за холодный период года	85,1 мм
Среднее число дней с пыльными бурями	15 дня
Скорость ветра, повторяемость превышения которой за год составляет 5%	4,6 м/с

Таблица 2.2 - Среднемесячная и годовая температура воздуха (градус C)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-8.9	-7,0	6.1	13,8	20,4	24,7	27,3	25,4	16,8	9,2	4,6	-3,7	10,7

Таблица 2.3 - Средние месячные и среднегодовые скорости ветра, м/сек

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
3.8	4.8	5,0	4.9	5,0	4,5	4,3	4,0	3.0	5,1	5,4	5,9	4.6

Таблица 2.4- Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
11	12	17	16	10	12	11	11	4

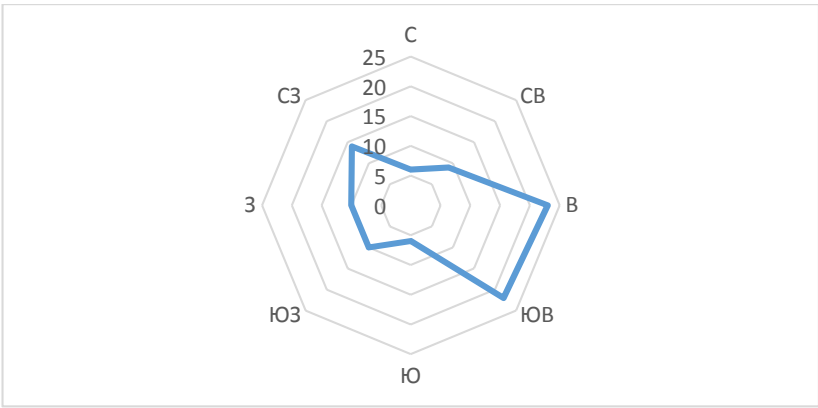


Рисунок 2.1 – Роза ветров

2.2 Современное состояние атмосферного воздуха

При проведении фоновых исследований на структуре современное состояние всех составляющих окружающей среды оценивалось на основе результатов полевых исследований проведенных в 2023-2024г.г.

Производственный контроль воздушного бассейна включает в себя два основных направления деятельности:

- мониторинг эмиссий – наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением нормативов ПДВ;
- мониторинг воздействия – оценка фактического состояния загрязнения атмосферного воздуха в конкретных точках наблюдения на местности. Это, как правило, точки на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) или ближайшей жилой зоны, или территории, к которым предъявляются повышенные требования к качеству атмосферного воздуха: зоны санитарной охраны курортов, крупные санатории, дома отдыха, зоны отдыха городов.

Отчет по производственному экологическому контролю на месторождении Уаз проводил ТОО «КМГ Инжиниринг» по программе мониторинга, утвержденной государственными контролирующими органами.

Целью мониторинга атмосферного воздуха являлось получение информации о содержании загрязняющих веществ в атмосфере, на границе СЗЗ.

Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за 2023г, за I-II кварталы 2024 г.г. представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны

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 экологической обстановки
			I кв 2023г	II кв 2023г	III кв 2023г	IV кв 2023г	I кв 2024г	II кв 2024г		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
граница СЗЗ Ка-5-02 53°46' 26" 47°55'21"	Диоксид азота	0,2	0,005	0,003	0,002	0,004	0,003	0,002	-	Не требуется
	Оксид азота	0,4	0,003	0,004	0,004	0,007	0,005	0,006	-	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	-	Не требуется
	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	-	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	1,14	1,02	1,36	1,18	2,08	0,565	-	Не требуется

граница СЗЗ Ка-5-02 53°46' 26" 47°55'21"	Углеводороды	50,0	0,207	0,083	0,357	0,168	0,410	0,488	-	Не требуется
	Пыль	0,3	<0,05	0,014	0,018	0,012	<0,05	<0,05	-	Не требуется
	Диоксид азота	0,2	0,006	0,002	0,002	0,004	0,003	0,001	-	Не требуется
	Оксид азота	0,4	0,004	0,003	0,004	0,006	0,004	0,004	-	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	-	Не требуется
	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	-	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	0,85	1,17	1,07	1,44	1,91	0,610	-	Не требуется
	Углеводороды	50,0	0,405	0,113	0,306	0,186	0,351	0,410	-	Не требуется
	Пыль	0,3	<0,05	0,014	0,015	0,013	<0,05	<0,05	-	Не требуется

Вывод: Анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны месторождения Уз показал, что максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам незначительны, находятся в допустимых пределах и не превышают санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК м.р.), установленных для населенных мест.

2.3 Поверхностные и подземные воды

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. Средне-многолетний пик паводка приходится на середину мая.

Отличительной чертой рассматриваемой территории является практически повсеместное скопление поверхностных вод во временных и периодически образующихся водотоках, называемых «сорами». Соры представляют собой низинные участки, в которых вода скапливается во время дождей, после чего испаряется, оставляя грязевые равнины, солончаки или засоленные участки. Источниками происхождения этой воды являются

атмосферные осадки, а также подземные воды верхнего горизонта, поступающие сюда с восточной части территории и разгружающиеся здесь в пределах периферии новокаспийской равнины. В весенний период, когда атмосферные осадки максимальны и происходит подъем уровня грунтовых вод, уровень воды в сорах поднимается. При спаде уровня подземных вод, естественно снижается и уровень воды в сорах.

Водоносный горизонт территории содержит воды с минерализацией от 93,5 до 229,5 г/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 хвалынских отложений и напорных вод нижнемеловых, юрских, триасовых они служат областью их разгрузки. Грунтовые воды залегают на глубине 2-4 м. В разрезе надсолевого комплекса пород прослеживаются водоносные горизонты мощностью от 5 до 40 м, представленные песками и песчаниками, в отдельных случаях встречаются прослои известняков.

Самый верхний водоносный горизонт новокаспийских отложений имеет минерализацию в пределах 20-200 г/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.

Современное состояние водных ресурсов

Для АО «Эмбаунайгаз» в соответствии с требованиями природоохранного законодательства РК специалистами 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».

Анализ проб подземных вод был выполнен аккредитованной испытательной лабораторией в соответствии с методиками и ГОСТами, утвержденными в РК. Результаты анализов приведены в таблице 4.1.

Таблица 2.6-Результаты анализов проб подземных вод

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация, (мг/дм ³) 2 квартал 2023г	Фактическая концентрация, (мг/дм ³) 4 квартал 2023г	Фактическая концентрация, (мг/дм ³) 2 квартал 2024г	Норма предельно допустимых концентраций (мг/дм ³)	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
1	2	3	4		5	6	7
Для канализационных септиков общежития и столовой							
Скв. №1Ф 47°55'06,6" 53°46'19,3"	рН	7,3	7,3		не регламент-ся	-	-
	Сухой остаток	14604,26	11 901,58		не регламент-ся	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	0,16	0,14		не регламент-ся	-	-
	Фенол	0,002	0,006		не регламент-ся	-	-
	АПАВ	0,422	0,387		не регламент-ся	-	-
	ХПК	620,5	426,3		не регламент-ся	-	-
	Железо	0,053	0,423		не регламент-ся	-	-
	Азот аммонийный	0,354	0,270		не регламент-ся	-	-
	Нитриты	0,022	0,030		не регламент-ся	-	-
	Нитраты	21,103	17,684		не регламент-ся	-	-
	Медь	0,020	<0,0005		не регламент-ся	-	-
	Цинк	<0,1	0,045		не регламент-ся	-	-
	Свинец	0,027	<0,002		не регламент-ся	-	-
	Никель	0,030	0,023		не регламент-ся	-	-
Скв. №1ф/1 47°55'06,6" 53°46'19,3" Вода в скважинах отсутствует							
Скв. №1Н 47°55'04,4" 53°46'18,7"	рН	6,7	7,2		не регламент-ся	-	-
	Сухой остаток	26963,81	20 909,73		не регламент-ся	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	0,24	0,20		не регламент-ся	-	-
	Фенол	0,005	0,011		не регламент-ся	-	-
	АПАВ	0,574	0,475		не регламент-ся	-	-
	ХПК	576,0	451,8		не регламент-ся	-	-
	Железо	2,667	1,990		не регламент-ся	-	-
	Азот аммонийный	0,632	0,532		не регламент-ся	-	-
	Нитриты	0,539	0,453		не регламент-ся	-	-
	Нитраты	16,618	13,861		не регламент-ся	-	-
	Медь	0,005	0,145		не регламент-ся	-	-
	Цинк	0,007	<0,1		не регламент-ся	-	-
	Свинец	<0,002	0,083		не регламент-ся	-	-
	Никель	0,168	<0,005		не регламент-ся	-	-

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

2.4 Почвенный покров

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

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

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

Бурые солонцеватые почвы. Бурые почвы являются самыми распространенными почвами Атырауской области, занимающими свыше 20% ее территории и встречаются преимущественно в комплексе с солонцами пустынными. По механическому составу бурые солонцеватые почвы в районе рассматриваемого участка относятся к легкосуглинистым разновидностям.

Основной фон растительности на бурых солонцеватых почвах составляет изреженный покров белопольной ассоциации с небольшим участием мортука, мятлика луковичного эбелека.

Содержание гумуса у бурых солонцеватых почв колеблется от 0,5 до 0,8%. Своеобразным является распределение гумуса по вертикальному профилю, нередко, с максимумом содержания в иллювиальном солонцовом горизонте.

Максимальные показатели емкости поглощения отмечаются в солонцовом горизонте 7-20 мг/экв./100г почвы. В составе обменных оснований горизонта В значительна роль обменного натрия от 5,1 до 10-15% от суммы. В горизонте В² его содержание может варьировать от 1 до 9 и более процентов.

Солонцы пустынные. Отличаются небольшой мощностью надсолонцового горизонта. Мощность горизонта А составляет 6-10 см, из которых 2-3 см. составляет пористая корка. Ниже его структура чешуевато-комковато пылеватая. Содержание гумуса в надсолонцовом горизонте – 0,6-0,8%, в горизонте В¹ – 0,6-1,0%. На долю поглощенного натрия в солонцовом горизонте приходится 22-40% емкости поглощения. Засоление появляется в горизонте В² и отмечается по всему профилю. Тип засоления преимущественно хлоридно-сульфатный. По глубине залегания засоленного горизонта, описываемые почвы, преимущественно, солончаковые.

Солончаки соровые. Встречаются по впадинам и депрессиям, образованным, в основном, эрозионными процессами. Поверхность таких солончаков совершенно лишена растительности. Такие элементы рельефа представляют собой благоприятную среду для соленакопления за счет сноса солей талыми водами с окружающих вышележащих участков и подпитывания сильноминерализованными грунтовыми водами. Все это обеспечивает постоянную капиллярную связь сильно минерализованных грунтовых вод с поверхностными горизонтами и высокое засоление всего профиля. Вследствие этого

соровые солончаки большую часть года представляют собой соленосные грязи. В жаркий сухой период, вследствие интенсивного испарения, на их поверхности образуется соляная корка мощностью от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров.

Современное состояние водных ресурсов

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

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

Непосредственно наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляются на *стационарных экологических площадках* (СЭП), на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти наблюдения обеспечивают выявление изменений направленности протекающих процессов и свойств, определяющих экологическое состояние почв; выявления тенденций и динамики изменений, структуры и состава почвенно-растительных экосистем под влиянием действия природных и антропогенных факторов.

Проводимый экологический мониторинг осуществляет контроль состояния почв с целью сохранения их ресурсного потенциала, обеспечения экологической безопасности производства, условий проживания и ведения трудовой деятельности персонала.

На месторождении Уз наблюдения за состоянием почв проводились в 2023 г и во 2 квартал 2024г. Результаты анализов проб почвы приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6-Результаты проб почвы, отобранных на месторождении Уз

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация мг/кг	Норма, мг/кг	Наличие превышения ПДК, кратность
1	2	3	4	5
II квартал 2023г				
СЭП – 18 территория нефтепромысла 53°46'14,6" 47°54'58,5"	Цинк	0,374	3,0	не превышает
	Свинец	3,755	23,0	не превышает
	Никель	5,914	32,0	не превышает
	Массовая доля нефтепродуктов	0,304	4,0	не превышает
	Медь	89,5	не нормир-я	-
IV квартал 2023г				
СЭП – 18 территория нефтепромысла 53°46'14,6" 47°54'58,5"	Медь	0,205	3,0	не превышает
	Цинк	<5,0	23,0	не превышает
	Свинец	3,615	32,0	не превышает
	Никель	0,051	4,0	не превышает
	Массовая доля нефтепродуктов	66,9	не нормир-я	не превышает
II квартал 2024г				
СЭП – 18 территория нефтепромысла 53°46'14,6" 47°54'58,5"	Медь	3,0	0,265	не превышает
	Цинк	23,0	5,954	не превышает
	Свинец	32,0	4,456	не превышает
	Никель	4,0	0,054	не превышает
	Массовая доля нефтепродуктов	не нормир-я	103,4	-

Анализ полученных данных состояния почвенного покрова показывает, что содержание тяжелых металлов не превышает установленных ПДК. Содержание нефтепродуктов в почве не нормируется и находится в пределах 0,162-110,3 мг/кг.

2.5 Растительный покров

Растительность территории НГДУ «Кайнармунайгаз» характеризуется преобладанием пустынных и степных элементов, местами произрастают типичные галофитные (солелюбивые) сообщества с участием ежовника солончакового, сарсазана шишковатого, сведы вздутоплодной и других.

На песчаных участках преобладают псаммофитно-кустарниковые (жузгун безлистный, курчавка колючая, гребенщик рыхлый, сообщества с участием эфемеров и эфемероидов (мятлик луковичный, тюльпан шренка, клоповник пронзеннолистный, дескурайния софии, желтушник левкойный, мортук восточный и др.), широко представлены сообщества с участием полыни песчаной, более редкими являются полынные сообщества с участием полыни Лерха, полыни белоземельной.

Значительные площади занимают сообщества однолетних солянок (Солерос европейский, сведа высокая, солянка южная и др.), солелюбивых кустарников и полукустарничков (селитрянка шобера, сарсазан шишковатый, поташник олиственный, поташник олиственный, карелиния каспийская) и эфемеров (клоповник пронзеннолистный, дескурайния софии, желтушник левкойный, мортук восточный, мортук пшеничный).

На участках около р. Урал отмечены пойменные кустарниковые заросли с участием лоха остроплодного, ивы и тамарикса многоветвистого.

При этом при смене сезонов года наблюдается смена типов растительности с эфемероидной на полынно-разнотравную, после на многолетне-солянковую и полынно-солянково-разнотравную.

Среди редких видов отмечены следующие:

- тюльпан Шренка (*Tulipa schrenkii*) – редкий и исчезающий вид, внесен в Красную книгу Казахстана;

- тюльпан двуцветный (*Tulipa bicolor*) – вид с сокращающимся ареалом;

- полынь тонкойлодная (*Artemisia tomentella*) – эндем Западного Казахстана.

В состав антропогенной растительности входят:

- адраспаново-мртуковые (адраспан, мртук пшеничный, мртук восточный), адраспаново-сарсазановые, (адраспан, сарсазан шишковатый);

- однолетнесолянково-адраспановые (сарсазан шишковатый, сведа заостренная, клемакоптера шерсистая, солянка натронная, солянка содоносная, сведа заостренная, петросимония раскидистая).

По берегам небольших временных водоемов отмечены группировки тростника и луговая растительность (прибрежница солончаковая, солодка голая, софора лисохвостая, дымнянка, кермек Гмелина, грамала, спорыш).

Большая территория исследуемого участка антропогенно преобразена за счет проведения строительных и буровых работ, густой транспортной сетью.

Растительность трансформирована за счет выпаса скота, вытаптывания, многочисленных грунтовых дорог, замусоренности бытовыми и промышленными отходами.

В целом, для данной территории характерно относительно бедное видовое разнообразие растительности и недостаточное ее развитие и как следствие разнообразие млекопитающих бедно и тяготеет к типичной пустынной фауне.

2.6 Животный мир

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

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

Рукокрылые, семейство гладконосые рукокрылые, представлены видами: усатая ночница - (*Myotis mystacinus*) и серый ушан (*Plecotus austriacus*).

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

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

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

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

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

Семейство мышинные представлено видами домовая мышь (*Mus musculus*) и серая крыса (*Rattus norvegicus*) распространение которых тесно связано с жилыми и хозяйственными постройками.

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

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

Семейство мышинные представлено видами домовая мышь (*Mus musculus*) и серая крыса (*Rattus norvegicus*), которые встречаются в районе поселка, в бытовых строениях, на территории хозпостроек и на прилегающих окультуренных участках.

Орнитофауна обследуемой территории может насчитывать более 200 видов в период пролёта, что составляет около половины видов орнитофауны Казахстана. Птиц обследуемой территории можно разделить на 4 категории по характеру пребывания: пролетные, гнездящиеся, оседлые, и зимующие.

Фауна оседлых и гнездящихся пернатых исследуемой территории обеднена в видовом отношении. Из гнездящихся пернатых отмечены: 5 видов хищных (черный коршун - *Nilvus migrans*, болотный лунь - *Circus aeruginosus*, куганник – *Buteo rufinus*, степной орел - *Aquila rapax*, обыкновенная пустельга – *Falco tinnunculus*). Воробьинообразные наиболее многочисленны как в видовом, так и в количественном составе. Наиболее представительны жаворонковые (хохлатый - *Galerida cristata*, малый - *Calandrella cinerea*, серый - *Calandrella rufescens*, степной - *Melanocorypha calandra*, черный - *Melanocorypha jeltoniensis* и погатый - *Eremophila alpestris*).

В антропогенных ландшафтах, среди жилых и хозяйственных построек обитает 5 синантропных видов: сизый голубь - *Columba livia*, угод - *Urupa eops*, полевой - *Passer montanus* и домовый - *Passer domesticus* воробей, деревенская ласточка – *Hirundo rustica*.

На зимовках встречаются 8 видов, это сизый голубь, филин, домовый сыч, хохлатый, черный и рогатый жаворонки, полевой и домовый воробьи. В мягкие зимы состав зимующих птиц расширяется за счет вороновых, некоторых вьюрковых и овсянок.

Значительная часть центра промыслов подвержена значительному техногенному воздействию. Фауна или практически отсутствует, или видовое разнообразие снижено до 1-3 видов.

3 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТЕРРИТОРИЙ

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 Уз административно находится в Кызылкогинском районе Атырауской области Республики Казахстан. В данном разделе рассматриваются социально-экономические факторы указанного района и области в целом на основе данных Департамента статистики Атырауской области Комитета по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан.

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

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

Население. Численность населения области на 1 февраля 2023г. составила **694,1 тыс. человек**, в том числе **382,9 тыс. человек (55,2%)** – городских, **311,2 тыс. человек (44,8%)** – сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе 2023г. составил **1154 человека** (в соответствующем периоде предыдущего года – **988 человек**). За январь 2023г. зарегистрировано новорожденных на **13,1%** больше, чем в январе 2022г., умерших – на **2,1%**.

Сальдо миграции составило **-62 человека** (в январе 2022г. – **-107 человек**), в том числе во внешней миграции – **55 (-6)**, во внутренней – **-117 человек (-101 человек)**.

Статистика цен

Индекс потребительских цен в феврале 2023г. по сравнению с декабрем 2022г. составил **101,9%**. Цены увеличились на продовольственные товары на **2,7%**, непродовольственные товары – на **1,6%**, платные услуги – на **0,3%**. Цены предприятий-производителей на промышленную продукцию в феврале 2023г. по сравнению с декабрем 2022г. понизились на **2,9%**.

Промышленность

Атырауская область относится к основным нефтедобывающим регионам Республики Казахстан и имеет довольно высокий промышленный потенциал. В выпуске товарной продукции доля промышленности в области выше, чем в целом по стране.

В январе-декабре 2022 года по сравнению с январем-декабрем 2021 года индекс промышленного производства составил **97,9%**. Снижение объемов производства наблюдается в Атырауской г.а. и в Индерском, Курмангазинском районах. Увеличение зафиксировано в Махамбетском, Кызылкогинском, Макатском, Жылыойском районах.



Рисунок 3.1- Изменение индексов промышленного производства по районам

В Атырауской г.а. из-за уменьшения добычи сырой нефти индекс промышленного производства составил соответственно 86,1%.

В Индерском районе из-за уменьшения производства прочей неметаллической минеральной продукции индекс промышленного производства составил 94,2%.

В Махамбетском, Кзылкогинском, Макатском, Жылыойском районах из-за увеличения добычи сырой нефти индекс промышленного производства составил соответственно 102,5%, 102,1%, 103,5%, 107,4%.

В Курмангазинском районе из-за уменьшения объема сбора, обработки и распределению воды индекс промышленного производства составил 97,7%.

Сельское хозяйство

Ко всем категориям хозяйств относятся сельхозпредприятия, крестьянские (фермерские) хозяйства и хозяйства населения.

Сельскохозяйственные предприятия – юридические лица с основным видом деятельности в сфере сельского хозяйства. Местные единицы-подразделения юридических лиц в форме подсобных хозяйств, основным видом деятельности которых является производство сельскохозяйственной продукции.

Валовый выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе 2023г. составил 9 344,3 млн. тенге, в том числе валовая продукция животноводства – 8523,6 млн. тенге, валовая продукция растениеводства 442,3 млн. тенге.

Таблица 3.1 - Сельское хозяйство Атырауской области

	Единица измерения	Январь – февраль 2023г.	В процентах к январь-февралю 2022г.
1	2	3	4
Численность основных видов сельскохозяйственных животных и птицы			
Крупный рогатый скот	голов	196 517	104,6
Овцы	голов	472 877	99,5
Козы	голов	130 170	103,2
Свиньи	голов	319	58,9
Лошади	голов	105 822	108,8
Птица	голов	78 768	47,8
Производство основных видов продукции животноводства			

Реализовано на убой всех видов скота и птицы в живой массе	тонн	7 345,6	102,3
Надоено молока коровьего	тонн	5 092,1	102,7
Получено яиц куриных	тыс. штук	1 753,5	55,1
Продуктивность скота и птицы			
Средний удой молока на 1 корову	кг	167	104,4
Средняя яйценоскость на 1 курицу-несушку	штук	29	131,8

Продукция растениеводства включает стоимость продуктов, полученных из урожая данного года, стоимость выращивания молодых многолетних насаждений и изменение стоимости незавершенного производства от начала к концу года.

Продукция животноводства включает стоимость выращивания скота, птицы и других животных, производства молока, шерсти, яиц, меда и др.

Строительство

Объем строительных работ – это стоимость выполненных строительными организациями работ по возведению, реконструкции, расширению, капитальному и текущему ремонту зданий, сооружений, работы по монтажу оборудования.

В январе-феврале 2023г. объем строительных работ (услуг) составил 99,9 млрд. тенге.

Наибольший объем работ за январь-февраль 2023г. выполнен на строительстве нежилых зданий (77,3 млрд. тенге), сооружений (22,1 млрд. тенге) и нежилых зданий (495 млн. тенге).

Объем строительно-монтажных работ в январе-феврале 2023г. по сравнению с январем-февралем 2022г. увеличился на 19% и составил 99,9 млрд. тенге.

В январе-феврале 2023г. на строительство жилья направлено 12,5 млрд. тенге. В общем объеме инвестиций в основной капитал доля освоенных средств в жилищном строительстве составила 2,9%.

В январе-феврале 2023г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась на 27,6% и составила 98,9 тыс.кв.м, из них в индивидуальных домах уменьшилась – на 11,9% (68,3 тыс. кв.м.), при этом в многоквартирных домах 16,3 тыс. кв.м.

В общем объеме введенного в эксплуатацию жилья доля многоквартирных домов составила 16,5%, индивидуальных – 69,1%.

Средние фактические затраты на строительство 1 кв.метра общей площади жилья выросли в 2,4 раза.

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 Уз» расположенный в Атырауской области Республики Казахстан.

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

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

Обоснование исходных, принятых для расчета количественных характеристик выбросов

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

- РНД 211.2.02.04-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2014г.;
- РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов) Астана, 2005г.;
- РНД 211.2.02.09-2004. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров. Астана, 2005 г.;
- Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996г.

С целью обоснования наиболее оптимального значения КИН и расчета прогнозных технологических показателей рассмотрены 3 варианта разработки.

Первый вариант предусматривает продолжение реализации оставшихся мероприятий, предусмотренных Проектом разработки 2022г, с корректировкой на текущее состояние: проведение ГТМ по переводу добывающих скважин №№12,14,102,101,62,4,74 между объектами, а также на объекты, ранее не участвующие в разработке, с целью использования потенциала пробуренного фонда скважин и для более полного и ускоренного вовлечения запасов I объекта в разработку предусматривается организация одновременно-раздельной добычи (ОРД) I и II объекта в скважинах №№43,59 и дополнительные прострелы в переходящих скважинах №№18,32,70.

Второй вариант (рекомендуемый) основан на базе первого варианта с уплотнением сетки скважин путем бурения 3 добывающих скважин №№75,76,77 с целью вовлечения остаточных запасов, с переводом 8 добывающих скважин №№48,15,45,54,61,66,53,34 между объектами, предусмотрено дополнительно 2 ОРД №№47,76, а также перевод скважины №36 из нагнетательного в добывающий фонд, скв. №11 из консервации в добывающий фонд.

Третий вариант нацелен на еще большее увеличение фонда добывающих скважин и дополнительно ко второму варианту предусматривает ввод из бурения в эксплуатацию 2 новых добывающих скважин №№78,79 на I объект. В итоге, в рамках третьего варианта предусматривается бурение 5 добывающих скважин №№75,76,77,78,79, организация ОРД в 2 скважинах №№47,31.

ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ РАЕЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ПЕРВОМУ ВАРИАНТУ РАЗРАБОТКИ:

Согласно 1 варианту разработки строительство скважин не планируется.

Таблица 4.1 - Проектные решения согласно 1 варианту

№ скв.	Объект	Год	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
18	I	2024	2,1	Дополнительный прострел Ю-III горизонт
32	I	2024	2,4	Дополнительный прострел Ю-III горизонт
70	III Воз.	2025	4,8	Дополнительный прострел III Возвратный объект
59	I	2026	4,0	Одновременно раздельная эксплуатация с I объектом
12	II Воз.	2026	2,7	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
43	I	2027	4,0	Одновременно раздельная эксплуатация с I объектом
14	II Воз.	2027	4,0	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
102	III Воз.	2027	3,5	Перевод скважины со II на III Возвратный объект
101	III Воз.	2028	6,2	Перевод скважины со II на III Возвратный объект
62	II Воз.	2028	2,6	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
4	II Воз.	2029	2,6	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
74	III Воз.	2029	5,3	Перевод скважины со II на III Возвратный объект

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

- Источник №0004-0005, Печь ПТ-16/150М;
- Источник №0006-0008, Резервуары;
- Источник №0009-0010 Дизельная электростанция;
- Источник №0012 Пункт налива нефти;
- Источник №0014 Дизельная электростанция;
- Источник №0015 Факельная установка;
- Источник №0016 Дежурная горелка;
- Источник №0017 Продувка факельного коллектора;
- Источник №0018 Резервуары РВС.

Неорганизованные источники:

- Источник №6011 Сварочный трансформатор;
- Источник №6012-6015 ГЗУ;
- Источник №6016-6019 Дренажная емкость от ГЗУ;
- Источник №6020 Газосепаратор (ГС);
- Источник №6021 Нефтегазосепаратор;
- Источник №6022-6026 Насосы для нефти;
- Источник №6027 Конденсатосборник;
- Источник №6028-6030 Дренажные емкости;
- Источник №6031 Узел замера нефти;
- Источник №6033 Блок гребенки-узел учета;
- Источник №6034-6035 Отстойник ОГ;
- Источник №6036 Сварочный пост;
- Источник №6037-6079 Добывающие скважины.

2024г – по 43 скважин (ежегодно);

2025 – по 42 скважин (ежегодно);

2026г – по 40 скважин (ежегодно);

2027г – по 38 скважин (ежегодно);

2028г – по 35 скважин (ежегодно);
 2029г – по 34 скважин (ежегодно);
 2030г – по 34 скважин (ежегодно);
 2031г – по 33 скважин (ежегодно);
 2032г – по 32 скважин (ежегодно);
 2033г – по 31 скважин (ежегодно).

- Источник №6080-6122 Дренажная емкость от скважин.

В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 127 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 13, неорганизованных - 114.

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

При реализации данного проекта *по второму рекомендуемому варианту* предусматривается бурения 3 добывающих скважин №№75,76,77:

Таблица 4.2 - Проектные решения согласно рекомендуемому 2 варианту

№ скв.	Объект	Год	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
18	I	2024	2,1	Дополнительный прострел Ю-III горизонт
32	I	2024	2,4	Дополнительный прострел Ю-III горизонт
11	I Воз.	2025	6,0	Ввод из консервации
48	I Воз.	2025	1,2	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
70	III Воз.	2025	4,8	Дополнительный прострел III Возвратный объект
15	I Воз.	2026	3,0	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
59	I	2026	4,0	Одновременно раздельная эксплуатация с I объектом
12	II Воз.	2026	2,7	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
43	I	2027	4,0	Одновременно раздельная эксплуатация с I объектом
77	II	2027	5,7	Ввод вертикальной скважины из бурения на II объект
45	I Воз.	2027	3,1	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
54	I Воз.	2027	3,1	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
47	I Воз.	2027	4,2	Одновременно раздельная эксплуатация с I Воз. объектом
36	I Воз.	2027	1,7	Перевод из ППД на добывающий фонд
14	II Воз.	2027	4,0	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
102	III Воз.	2027	3,5	Перевод скважины со II на III Возвратный объект
101	III Воз.	2028	6,2	Перевод скважины со II на III Возвратный объект
62	II Воз.	2028	2,6	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
61	I Воз.	2028	4,2	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
66	I	2028	2,5	Перевод скважины со II на I объект
76	II	2028	5,7	Ввод вертикальной скважины из бурения на II объект
53	I Воз.	2028	1,5	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
75	I	2029	8,5	Ввод вертикальной скважины из бурения на I объект
34	I Воз.	2029	3,1	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
4	II Воз.	2029	2,6	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
74	III Воз.	2029	5,3	Перевод скважины со II на III Возвратный объект
76	III Воз.	2030	3,7	Одновременно раздельная эксплуатация с III Воз. объектом

Источниками воздействия на атмосферный воздух при СМР являются:

Неорганизованные источники:

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

• Источник №6004, расчет выбросов неорганической пыли, при работе автосамосвала.

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

Организованные источники:

Источник №0001, буровая установка ZJ-20;

Источник №0002, цементирующий агрегат;

Неорганизованные источники:

Источник №6005, емкость для топлива;

Источник №6006, сварочный пост.

Источниками воздействия при освоении скважин являются:

Организованные источники:

Источник №0003, буровая установка ZJ-20;

Неорганизованные источники:

Источник №6007, емкость для топлива;

Источник №6008, насос для перекачки нефти;

Источник №6009, добывающие скважины.

В целом по месторождению при строительстве скважин максимально выявлено: 3 стационарных организованных источников загрязнения, 9 стационарных неорганизованных источников загрязнения.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются:

Организованные источники:

- Источник №0004-0005, Печь ПТ-16/150М;
- Источник №0006-0008, Резервуары;
- Источник №0009-0010 Дизельная электростанция;
- Источник №0012 Пункт налива нефти;
- Источник №0014 Дизельная электростанция;
- Источник №0015 Факельная установка;
- Источник №0016 Дежурная горелка;
- Источник №0017 Продувка факельного коллектора;
- Источник №0018 Резервуары РВС.

Неорганизованные источники:

- Источник №6011 Сварочный трансформатор;
- Источник №6012-6015 ГЗУ;
- Источник №6016-6019 Дренажная емкость от ГЗУ;
- Источник №6020 Газосепаратор (ГС);
- Источник №6021 Нефтегазосепаратор;
- Источник №6022-6026 Насосы для нефти;
- Источник №6027 Конденсатосборник;
- Источник №6028-6030 Дренажные емкости;
- Источник №6031 Узел замера нефти;
- Источник №6033 Блок гребенки-узел учета;
- Источник №6034-6035 Отстойник ОГ;
- Источник №6036 Сварочный пост;
- Источник №6037-6083 Добывающие скважины.

2024г – по 43 скважин (ежегодно);

2025г – по 44 скважин (ежегодно);

2026г – по 43 скважин (ежегодно);

2027г – по 45 скважин (ежегодно);

2028г – по 46 скважин (ежегодно);

2029г – по 47 скважин (ежегодно);
 2030г – по 47 скважин (ежегодно);
 2031г – по 46 скважин (ежегодно);
 2032г – по 45 скважин (ежегодно);
 2033г – по 44 скважин (ежегодно).

- Источник №6084-6130 Дренажная емкость от скважин.

В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 135 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 13, неорганизованных - 112.

ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ТРЕТЬЕМУ ВАРИАНТУ РАЗРАБОТКИ.

При реализации данного проекта *по третьему варианту* предусматривается бурения 3 добывающих скважин №№75,76,77,78,79:

Таблица 4.3 - Проектные решения согласно 3 варианту

№ скв.	Объект	Год	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
18	I	2024	2,1	Дополнительный прострел Ю-III горизонт
32	I	2024	2,4	Дополнительный прострел Ю-III горизонт
11	I Воз.	2025	6,0	Ввод из консервации
48	I Воз.	2025	1,2	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
70	III Воз.	2025	4,8	Дополнительный прострел III Возвратный объект
15	I Воз.	2026	3,0	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
59	I	2026	4,0	Одновременно раздельная эксплуатация с I объектом
12	II Воз.	2026	2,7	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
43	I	2027	4,0	Одновременно раздельная эксплуатация с I объектом
77	II	2027	5,7	Ввод вертикальной скважины из бурения на II объект
45	I Воз.	2027	3,1	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
54	I Воз.	2027	3,1	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
14	II Воз.	2027	4,0	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
102	III Воз.	2027	3,5	Перевод скважины со II на III Возвратный объект
47	I Воз.	2027	4,2	Одновременно раздельная эксплуатация с I Воз. объектом
36	I Воз.	2027	1,7	Перевод из ППД на добывающий фонд
31	II	2028	2,0	Одновременно раздельная эксплуатация со II объектом
78	I	2028	6,9	Ввод вертикальной скважины из бурения на I объект
79	I	2028	6,9	Ввод вертикальной скважины из бурения на I объект
101	III Воз.	2028	6,2	Перевод скважины со II на III Возвратный объект
62	II Воз.	2028	2,6	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
61	I Воз.	2028	4,2	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
66	I	2028	2,5	Перевод скважины со II на I объект
76	II	2028	5,7	Ввод вертикальной скважины из бурения на II объект
53	I Воз.	2028	1,5	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
47	II	2029	2,0	Одновременно раздельная эксплуатация со II объектом
75	I	2029	8,5	Ввод вертикальной скважины из бурения на I объект
34	I Воз.	2029	3,1	Перевод скважины с I на I Возвратный объект
4	II Воз.	2029	2,6	Перевод скважины с I на II Возвратный объект
74	III Воз.	2029	5,3	Перевод скважины со II на III Возвратный объект
76	III Воз.	2030	3,7	Одновременно раздельная эксплуатация с III Воз. объектом

Источниками воздействия на атмосферный воздух при СМР являются:

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, расчет выбросов пыли, образуемой при подготовке площадки;
- Источник №6002, расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров;

- Источник №6003, расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками;
- Источник №6004, расчет выбросов неорганической пыли, при работе автосамосвала.

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

Организованные источники:

- Источник №0001, буровая установка ZJ-20;
- Источник №0002, цементируемый агрегат;

Неорганизованные источники:

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

Источниками воздействия при освоении скважин являются:

Организованные источники:

- Источник №0003, буровая установка ZJ-20;

Неорганизованные источники:

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

В целом по месторождению при строительстве скважин максимально выявлено: 3 стационарных организованных источников загрязнения, 9 стационарных неорганизованных источников загрязнения.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются:

Организованные источники:

- Источник №0004-0005, Печь ПТ-16/150М;
- Источник №0006-0008, Резервуары;
- Источник №0009-0010 Дизельная электростанция;
- Источник №0012 Пункт налива нефти;
- Источник №0014 Дизельная электростанция;
- Источник №0015 Факельная установка;
- Источник №0016 Дежурная горелка;
- Источник №0017 Продувка факельного коллектора;
- Источник №0018 Резервуары РВС.

Неорганизованные источники:

- Источник №6011 Сварочный трансформатор;
- Источник №6012-6015 ГЗУ;
- Источник №6016-6019 Дренажная емкость от ГЗУ;
- Источник №6020 Газосепаратор (ГС);
- Источник №6021 Нефтегазосепаратор;
- Источник №6022-6026 Насосы для нефти;
- Источник №6027 Конденсатосборник;
- Источник №6028-6030 Дренажные емкости;
- Источник №6031 Узел замера нефти;
- Источник №6033 Блок гребенки-узел учета;
- Источник №6034-6035 Отстойник ОГ;
- Источник №6036 Сварочный пост;
- Источник №6037-6085 Добывающие скважины.

2024г – по 43 скважин (ежегодно);

2025 – по 44 скважин (ежегодно);

2026г – по 43 скважин (ежегодно);

- 2027г – по 45 скважин (ежегодно);
- 2028г – по 48 скважин (ежегодно);
- 2029г – по 49 скважин (ежегодно);
- 2030г – по 49 скважин (ежегодно);
- 2031г – по 48 скважин (ежегодно);
- 2032г – по 47 скважин (ежегодно);
- 2033г – по 46 скважин (ежегодно);

- Источник №6086-6134 Дренажная емкость от скважин.

В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 139 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 13, неорганизованных - 126.

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

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

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

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

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

4.1.1 Стационарные источники загрязнения

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

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

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

Сводные таблицы при эксплуатации месторождения Увз при реализации проекта по первому варианту разработки.

Таблица 4.4 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2024-2033гг по 1 варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ									
		2024г		2025г		2026г		2027г		2028г	
		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	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614
0143	Марганец и его соединения	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606
0301	Азота (IV) диоксид	0,30686	2,38037	0,30676	2,37742	0,3067	2,37534	0,30665	2,374	0,30661	2,37261
0304	Азот (II) оксид	0,39445	3,06032	0,39444	3,05984	0,39442	3,05949	0,39441	3,05929	0,39441	3,05906
0328	Углерод (Сажа)	0,05322	0,40769	0,05318	0,40636	0,05315	0,40539	0,05313	0,40474	0,05311	0,40407
0330	Сера диоксид	0,10099	0,78548	0,10099	0,7853	0,10099	0,78516	0,10097	0,78506	0,10097	0,78496
0333	Сероводород	0,00051749	0,022415	0,00051733	0,021402	0,00059701	0,020617	0,0005967	0,020092	0,00058622	0,019555
0337	Углерод оксид	0,29906	2,65095	0,29703	2,58794	0,29555	2,54115	0,29454	2,51031	0,29349	2,4771
0342	Фтористые газообразные соединения	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256
0344	Фториды неорганические	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717
0410	Метан (727*)	0,05028	0,66788	0,04864	0,61735	0,04746	0,58003	0,04665	0,55551	0,04581	0,52888
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,5965558	26,318767	0,5962934	25,052183	0,5945875	24,065071	0,5932753	23,40558	0,591307	22,725406
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,06539	4,3764	0,06539	3,97571	0,06539	3,66557	0,06539	3,46151	0,06539	3,25747
0602	Бензол (64)	0,00085	0,05714	0,00085	0,05192	0,00085	0,04786	0,00085	0,0452	0,00085	0,04254
0616	Диметилбензол	0,00027	0,01796	0,00027	0,01631	0,00027	0,01504	0,00027	0,01421	0,00027	0,01337
0621	Метилбензол (349)	0,00054	0,03592	0,00054	0,03263	0,00054	0,03009	0,00054	0,02841	0,00054	0,02673
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403
2754	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227
2908	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304
	В С Е Г О :	2,02418729	41,976912	2,02010473	40,179985	2,01570851	38,786428	2,012476	37,859532	2,00854722	36,907371

продолжение таблицы 4.4

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ									
		2029г		2030г		2031г		2032г		2033г	
		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	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614
0143	Марганец и его соединения	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606
0301	Азота (IV) диоксид	0,30657	2,37151	0,30651	2,36975	0,30648	2,3682	0,30643	2,36677	0,30638	2,36559
0304	Азот (II) оксид	0,39441	3,05888	0,3944	3,05859	0,3944	3,05834	0,3943792	3,0581	0,394378	3,05791
0328	Углерод (Сажа)	0,05309	0,4035	0,05306	0,40258	0,05303	0,40175	0,05301	0,40093	0,05298	0,40023
0330	Сера диоксид	0,10097	0,78488	0,10097	0,78476	0,10097	0,78464	0,10095	0,78452	0,10095	0,78442
0333	Сероводород	0,00058607	0,019122	0,00058607	0,018452	0,00058591	0,01778	0,00058571	0,017158	0,00057551	0,016635
0337	Углерод оксид	0,29263	2,45024	0,29119	2,40611	0,28991	2,36597	0,28865	2,32715	0,28759	2,29367
0342	Фтористые газообразные соединения	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256
0344	Фториды неорганические	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717
0410	Метан (727*)	0,04512	0,50756	0,04397	0,47237	0,04295	0,4404	0,04194	0,40947	0,0411	0,38284
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,5906509	22,185516	0,5906509	21,344906	0,5899948	20,508325	0,5893387	19,745913	0,5886826	19,082393
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,06539	3,08607	0,06539	2,80857	0,06539	2,53922	0,06539	2,29436	0,06539	2,08215
0602	Бензол (64)	0,00085	0,0403	0,00085	0,03667	0,00085	0,03316	0,00085	0,02996	0,00085	0,02718
0616	Диметилбензол	0,00027	0,01267	0,00027	0,01153	0,00027	0,01042	0,00027	0,00941	0,00027	0,00855
0621	Метилбензол (349)	0,00054	0,02533	0,00054	0,02305	0,00054	0,02084	0,00054	0,01883	0,00054	0,01709
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403
1325	Формальдегид	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403
2754	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227
2908	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304
	В С Е Г О :	2,00628097	36,141198	2,00359097	34,932958	2,00057471	33,744665	1,99753761	32,658191	1,99489011	31,714278

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

**Таблица 4.5 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при
строительстве скважины №75 (2 вариант разработки)**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,01092	0,001573
0143	Марганец и его соединения	2	0,001153	0,000166
0301	Азота (IV) диоксид	2	1,942266666666	1,4271
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	2,524946666666	1,85523
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	3	0,323711111111	0,23785
0330	Сера диоксид	3	0,64742222223	0,4757
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	2	0,0000362	0,0000041
0337	Углерод оксид	4	1,618555555555	1,18925
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,01429	0,00494
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,077690666666	0,057084
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,077690666666	0,057084
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,789906666666	0,57254
2907	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: более 70	3	0,444081	0,11528
2908	Пыль неорганическая, %: 70-20	3	0,000285	0,000041
	В С Е Г О :		8,472955422	5,9938421

**Таблица 4.6 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при
строительстве скважин №№76, 77 (2 вариант разработки)**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год 1 скв.	Выброс вещества, т/год 2 скв.
1	2	3	4	5	6
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,01092	0,001573	0,003146
0143	Марганец и его соединения /в	2	0,001153	0,000166	0,000332
0301	Азота (IV) диоксид	2	1,942266666666	1,6722	3,3444
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	2,524946666666	2,17386	4,34772
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	3	0,323711111111	0,2787	0,5574
0330	Сера диоксид	3	0,64742222223	0,5574	1,1148
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	2	0,0000362	0,0000051	1,02E-05
0337	Углерод оксид	4	1,618555555555	1,3935	2,787
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,01429	0,00494	0,00988
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,077690666666	0,066888	0,133776
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,077690666666	0,066888	0,133776
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,789906666666	0,67058	1,34116
2907	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: более 70	3	0,444081	0,11528	0,23056
2908	Пыль неорганическая, %: 70-20	3	0,000285	0,000041	0,000082
	В С Е Г О :		8,472955422	7,0020211	14,0040422

Таблица 4.7 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2024-2033гг по 2 рекомендуемому варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ									
		2024г		2025г		2026г		2027г		2028г	
		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	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614
0143	Марганец и его соединения	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606
0301	Азота (IV) диоксид	0,30686	2,38037	0,30682	2,37897	0,30675	2,37725	0,30679	2,37819	0,30683	2,37922
0304	Азот (II) оксид	0,39445	3,06032	0,39445	3,06008	0,39444	3,05981	0,39445	3,05995	0,39445	3,06012
0328	Углерод (Сажа)	0,05322	0,40769	0,0532	0,40707	0,05318	0,40628	0,05319	0,40671	0,05321	0,40717
0330	Сера диоксид	0,10099	0,78548	0,10099	0,78538	0,10099	0,78528	0,10099	0,78534	0,10099	0,7854
0333	Сероводород	0,00051749	0,022415	0,00051764	0,021867	0,00051741	0,021264	0,0005188	0,021589	0,00051896	0,021922
0337	Углерод оксид	0,29906	2,65095	0,29812	2,62144	0,29691	2,58396	0,29756	2,60416	0,29829	2,62675
0342	Фтористые газообразные соединения	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256
0344	Фториды неорганические	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717
0410	Метан (727*)	0,05028	0,66788	0,04951	0,64399	0,04854	0,61415	0,04907	0,63014	0,04965	0,64825
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,5965558	26,318767	0,597212	25,621725	0,5965558	24,893585	0,5978681	25,305826	0,5985242	25,722098
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,06539	4,3764	0,06539	4,17161	0,06539	3,91859	0,06539	4,04101	0,06539	4,17161
0602	Бензол (64)	0,00085	0,05714	0,00085	0,05448	0,00085	0,05116	0,00085	0,05276	0,00085	0,05448
0616	Диметилбензол	0,00027	0,01796	0,00027	0,01712	0,00027	0,01608	0,00027	0,01659	0,00027	0,01712
0621	Метилбензол (349)	0,00054	0,03592	0,00054	0,03424	0,00054	0,03216	0,00054	0,03317	0,00054	0,03424
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403
2754	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227
2908	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304
	В С Е Г О :	2,02418729	41,976912	2,02307364	41,013592	2,02013721	39,955189	2,0226909	40,531055	2,02471716	41,124

продолжение таблицы 4.7

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ									
		2029г		2030г		2031г		2032г		2033г	
		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	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614
0143	Марганец и его соединения	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606
0301	Азота (IV) диоксид	0,30682	2,37897	0,30678	2,37755	0,30669	2,3747	0,3066	2,37232	0,30654	2,37043
0304	Азот (II) оксид	0,39445	3,06008	0,39444	3,05985	0,39442	3,0594	0,39441	3,059	0,3944	3,05869
0328	Углерод (Сажа)	0,0532	0,40707	0,05318	0,40642	0,05314	0,40509	0,0531	0,40391	0,05307	0,40293
0330	Сера диоксид	0,10099	0,78538	0,10099	0,7853	0,10097	0,7851	0,10097	0,78494	0,10097	0,7848
0333	Сероводород	0,00051912	0,021914	0,00051912	0,021414	0,00052321	0,020012	0,00051871	0,019579	0,00051761	0,018817
0337	Углерод оксид	0,29812	2,62144	0,29713	2,5906	0,29507	2,52654	0,29325	2,47018	0,29175	2,4234
0342	Фтористые газообразные соединения	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256
0344	Фториды неорганические	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717
0410	Метан (727*)	0,04951	0,64399	0,04873	0,61946	0,04707	0,56831	0,04563	0,52354	0,04442	0,48623
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,5991803	25,718068	0,5991803	25,099968	0,6057129	23,159788	0,5978681	22,808706	0,597212	21,848495
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,06539	4,16345	0,06539	3,95939	0,06539	3,56763	0,06539	3,21666	0,06539	2,90651
0602	Бензол (64)	0,00085	0,05436	0,00085	0,0517	0,00085	0,04658	0,00085	0,042	0,00085	0,03794
0616	Диметилбензол	0,00027	0,01709	0,00027	0,01625	0,00027	0,01464	0,00027	0,0132	0,00027	0,01193
0621	Метилбензол (349)	0,00054	0,03417	0,00054	0,0325	0,00054	0,02928	0,00054	0,0264	0,00054	0,02385
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403
2754	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227
2908	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304
	В С Е Г О :	2,02504342	41,101602	2,02320342	40,216022	2,02585011	37,75269	2,01460081	36,936055	2,01113361	35,569642

ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ РАЕЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ТРЕТЬЕМУ ВАРИАНТУ:

Таблица 4.8 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин №№75, 78, 79 (3 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год 1 скв.	Выброс вещества, т/год 3 скв.
1	2	3	4	5	6
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,01092	0,001573	0,004719
0143	Марганец и его соединения	2	0,001153	0,000166	0,000498
0301	Азота (IV) диоксид	2	1,942266666666	1,4271	4,2813
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	2,524946666666	1,85523	5,56569
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	3	0,323711111111	0,23785	0,71355
0330	Сера диоксид	3	0,64742222223	0,4757	1,4271
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	2	0,0000362	0,0000041	1,23E-05
0337	Углерод оксид	4	1,618555555555	1,18925	3,56775
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,01429	0,00494	0,01482
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,077690666666	0,057084	0,171252
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,077690666666	0,057084	0,171252
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,789906666666	0,57254	1,71762
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	3	0,444081	0,11528	0,34584
2908	Пыль неорганическая, %: 70-20	3	0,000285	0,000041	0,000123
	В С Е Г О :		8,472955422	5,99384	17,9815

Таблица 4.9 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин №№76, 77 (3 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год 1 скв.	Выброс вещества, т/год 2 скв.
1	2	3	4	5	6
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,01092	0,001573	0,003146
0143	Марганец и его соединения	2	0,001153	0,000166	0,000332
0301	Азота (IV) диоксид	2	1,942266666666	1,6722	3,3444
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	2,524946666666	2,17386	4,34772
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	3	0,323711111111	0,2787	0,5574
0330	Сера диоксид	3	0,64742222223	0,5574	1,1148
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	2	0,0000362	0,0000051	1,02E-05
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	4	1,618555555555	1,3935	2,787
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,01429	0,00494	0,00988
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,077690666666	0,066888	0,133776
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,077690666666	0,066888	0,133776
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,789906666666	0,67058	1,34116
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	3	0,444081	0,11528	0,23056
2908	Пыль неорганическая, %: 70-20	3	0,000285	0,000041	0,000082
	В С Е Г О :		8,472955422	7,0020211	14,0040422

Таблица 4.10 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2024-2033гг по 3 варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ									
		2024г		2025г		2026г		2027г		2028г	
		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	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614
0143	Марганец и его соединения	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606
0301	Азота (IV) диоксид	0,30686	2,38037	0,30682	2,37897	0,30675	2,37725	0,30679	2,37819	0,30692	2,38252
0304	Азот (II) оксид	0,39445	3,06032	0,39445	3,06008	0,39444	3,05981	0,39445	3,05995	0,39446	3,06066
0328	Углерод (Сажа)	0,05322	0,40769	0,0532	0,40707	0,05318	0,40628	0,05319	0,40671	0,05325	0,4086
0330	Сера диоксид	0,10099	0,78548	0,10099	0,78538	0,10099	0,78528	0,10099	0,78534	0,10099	0,7856
0333	Сероводород	0,00051749	0,022415	0,00051764	0,021867	0,00051741	0,021264	0,0005188	0,021589	0,00051927	0,023027
0337	Углерод оксид	0,29906	2,65095	0,29812	2,62144	0,29691	2,58396	0,29756	2,60416	0,30048	2,69509
0342	Фтористые газообразные соединения	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256
0344	Фториды неорганические	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717
0410	Метан (727*)	0,05028	0,66788	0,04951	0,64399	0,04854	0,61415	0,04907	0,63014	0,0514	0,70263
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,5965558	26,318767	0,597212	25,621725	0,5965558	24,893585	0,5978681	25,305826	0,5998364	27,098569
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,06539	4,3764	0,06539	4,17161	0,06539	3,91859	0,06539	4,04101	0,06539	4,61235
0602	Бензол (64)	0,00085	0,05714	0,00085	0,05448	0,00085	0,05116	0,00085	0,05276	0,00085	0,06022
0616	Диметилбензол	0,00027	0,01796	0,00027	0,01712	0,00027	0,01608	0,00027	0,01659	0,00027	0,01893
0621	Метилбензол (349)	0,00054	0,03592	0,00054	0,03424	0,00054	0,03216	0,00054	0,03317	0,00054	0,03786
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403
2754	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227
2908	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304
	В С Е Г О :	2,02418729	41,976912	2,02307364	41,013592	2,02013721	39,955189	2,0226909	40,531055	2,03010967	43,081676

продолжение таблицы 4.10

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ									
		2029г		2030г		2031г		2032г		2033г	
		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	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614	0,00677	0,04614
0143	Марганец и его соединения	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606	0,0009	0,00606
0301	Азота (IV) диоксид	0,30692	2,38248	0,30687	2,3805	0,30674	2,37664	0,30664	2,37344	0,30656	2,37091
0304	Азот (II) оксид	0,39446	3,06065	0,39445	3,06033	0,39442	3,05971	0,39441	3,05919	0,3944	3,05879
0328	Углерод (Сажа)	0,05325	0,40858	0,05322	0,40774	0,05317	0,40601	0,05312	0,40447	0,05308	0,4032
0330	Сера диоксид	0,10099	0,7856	0,10099	0,78548	0,10099	0,78524	0,10097	0,78502	0,10097	0,78484
0333	Сероводород	0,00052043	0,023068	0,00052043	0,022428	0,00051927	0,021147	0,00051912	0,020024	0,00051896	0,019052
0337	Углерод оксид	0,30048	2,69482	0,29915	2,65361	0,29648	2,57066	0,29411	2,49703	0,29215	2,43562
0342	Фтористые газообразные соединения	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256	0,000374	0,00256
0344	Фториды неорганические	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717	0,00104	0,00717
0410	Метан (727*)	0,0514	0,70262	0,05034	0,66958	0,0482	0,60348	0,04631	0,54486	0,04474	0,49582
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,6004925	27,16872	0,6004925	26,37755	0,5998364	24,774519	0,5991803	23,369288	0,5985242	22,161848
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,06539	4,62867	0,06539	4,36749	0,06539	3,84513	0,06539	3,38806	0,06539	2,99629
0602	Бензол (64)	0,00085	0,06044	0,00085	0,05702	0,00085	0,0502	0,00085	0,04424	0,00085	0,03912
0616	Диметилбензол	0,00027	0,01899	0,00027	0,01793	0,00027	0,01578	0,00027	0,01391	0,00027	0,01229
0621	Метилбензол (349)	0,00054	0,03799	0,00054	0,03692	0,00054	0,03156	0,00054	0,02781	0,00054	0,02459
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403	0,0122	0,09403
2754	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227	0,00007	0,00227
2908	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032	0,1212	0,94032
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304	0,00045	0,00304
	В С Е Г О :	2,03076693	43,168248	2,02828693	42,032198	2,02260967	39,735696	2,01751342	37,722962	2,01319716	35,99799

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

по 1 варианту разработки:

- при эксплуатации месторождения в 2024г - *41,976912 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2025г - *40,179985 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2026г - *38,786428 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2027г - *37,859532 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2028г - *36,907371 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2029г - *36,141198 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2030г - *34,932958 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2031г - *33,744665 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2032г - *32,658191 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2033г - *31,714278 т/год*.

по рекомендуемому по 2 варианту разработки:

- при строительстве скважины №75 - *5,9938421 т/год*;
- при строительстве скважин №№76, 77 - *14,0040422 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2024г - *41,976912 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2025г - *41,013592 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2026г - *39,955189 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2027г - *40,531055 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2028г - *41,124 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2029г - *41,101602 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2030г - *40,216022 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2031г - *37,75269 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2032г - *36,936055 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2033г - *35,569642 т/год*;

по 3 варианту разработки:

- при строительстве скважин №№75, 78, 79 - *17,9815 т/год*;
- при строительстве скважин №№76, 77 - *14,0040422 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2024г - *41,976912 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2025г - *41,013592 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2026г - *39,955189 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2027г - *40,531055 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2028г - *43,081676 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2029г - *43,168248 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2030г - *42,032198 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2031г - *39,735696 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2032г - *37,722962 т/год*;
- при эксплуатации месторождения в 2033г - *35,99799 т/год*.

С точки зрения социальных и экономических вопросов, наиболее оптимальным является рекомендуемый II вариант разработки, где планируется бурение 3 новых скважин.

4.2. Расчет рассеивания вредных веществ в атмосферу

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

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

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

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующее неблагоприятным метеорологическим условиям, принята в расчетах равным 200. В нижеследующей таблице 4.11 приведены метеорологические характеристики, полученные с РГП «Казгидромет».

Таблица 4.11 - Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы. А	200
Коэффициент рельефа местности	1.0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (февраль) за год	-13,2
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) за год	+34,0
С	11
СВ	12
В	17
ЮВ	16
Ю	10
ЮЗ	12
З	11
СЗ	11
Среднее число дней с пыльными бурями	15

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 2023г и за 1-2 кварталы 2024 года для АО «Эмбаунайгаз».

Таблица 4.12- Фоновые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе (мг/м³)

Код загрязняющего вещества	Наименование загрязняющего вещества	Фон - мг/м³
301	Азота диоксид	0,0031
304	Оксид азота	0,0045
330	Сера диоксид	<0,025
333	Сероводород	<0,004
337	Углерода оксид	1,1996
2754	Углеводороды	0,2903
2902	Пыль	0,0143

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 Уз.

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

Для оценки влияния проводимых буровых работ на состояние атмосферного воздуха математическим моделированием процессов рассеивания загрязняющих веществ определены расстояния до изолинии приземной концентрации составляющей 1,0 ПДК_{м.р.} Расстояния определялись от источников выбросов до рассматриваемых изолиний.

Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы приведены в таблице 4.13.

Таблица 4.13-Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	См	РП	СЗЗ	Граница области возд.	Колич. ИЗА	ПДК _{мр} (ОБУВ) мг/м ³	ПДК _{сс} мг/м ³	Класс опасн.
0123	Железо (II, III) оксиды	1,813506	0,006731	0,000783	0,745629	2	0,4*	0,04	3
0143	Марганец и его соединения	9,643461	0,035767	0,004161	3,961852	2	0,01	0,001	2
0301	Азота (IV) диоксид	18,935001	0,586879	0,063318	15,827737	10	0,2	0,04	2
0304	Азот (II) оксид	12,246929	0,382595	0,042288	10,289141	8	0,4	0,06	3
0328	Углерод	12,615457	0,142917	0,005639	10,305979	6	0,15	0,05	3
0330	Сера диоксид	2,510249	0,126143	0,056363	2,157489	5	0,5	0,05	3
0333	Сероводород	2,181953	0,540429	0,502077	1,770934	16	0,008	0,0008*	2
0337	Углерод оксид	0,661775	0,25899	0,241536	0,766948	10	5	3	4
0342	Фтористые газообразные соединения	0,667899	0,01113	0,001592	0,501999	2	0,02	0,005	2
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,557178	0,00207	0,000241	0,229253	2	0,2	0,03	2
0410	Метан (727*)	0,023947	См<0,05	См<0,05	См<0,05	7	50	5,0*	-
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,412958	0,009606	0,006049	0,117476	16	50	5,0*	-
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,071413	0,002178	0,000111	0,069398	4	30	3,0*	-
0602	Бензол	0,092826	0,002832	0,000145	0,090238	2	0,3	0,1	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0,044229	См<0,05	См<0,05	См<0,05	2	0,2	0,02*	3
0621	Метилбензол	0,029486	См<0,05	См<0,05	См<0,05	2	0,6	0,06*	3
1301	Проп-2-ен-1-аль	5,061061	0,152344	0,012731	4,216592	3	0,03	0,01	2
1325	Формальдегид	3,036637	0,091406	0,007639	2,529955	3	0,05	0,01	2
1716	Смесь природных меркаптанов	50,003128	1,223056	0,061946	23,477451	2	0,00005	0,000005*	3
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С	1,507225	0,045703	0,003819	1,264971	3	1	0,1*	4
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,160724	0,048256	0,047735	0,112956	2	0,3	0,1	3
6007	0301 + 0330	21,44525	0,713022	0,119681	17,985224	10			
6037	0333 + 1325	5,218588	0,591406	0,507678	3,024032	19			
6041	0330 + 0342	3,178148	0,126143	0,056367	2,158257	7			
6044	0330 + 0333	4,6922	0,626143	0,556402	2,652564	21			
6359	0342 + 0344	1,225077	0,013199	0,001832	0,722289	4			

Примечания:

1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. См - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДК_{мр}) - только для модели МРК-2014
3. "Звездочка" (*) в графе "ПДК_{мр}(ОБУВ)" означает, что соответствующее значение взято как 10ПДК_{сс}.
4. "Звездочка" (*) в графе "ПДК_{сс}" означает, что соответствующее значение взято как ПДК_{мр}/10.
5. Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), на границе области воздействия и зоне "Территория предприятия" приведены в долях ПДК_{мр}.

Анализ результатов расчета химического загрязнения атмосферы

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

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

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

Максимальная приземная концентрация 0,55 ПДК на границе СЗЗ наблюдается по группе суммации сероводорода и диоксида серы.

По всем остальным ингредиентам величины приземных концентраций в районе расположения месторождения Уаз значительно ниже предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами, и расстояния до изолиний 1,0 ПДК и меньше приведенных в анализе. Концентрации всех загрязняющих веществ при бурении новых скважин и при эксплуатации месторождения в 2024-2033гг 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 «Кайнармунайгаз» 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.05.X.KZ09VBZ00037526 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 поисково-разведочных работ сопровождается следующими факторами физического воздействия: шум, ударные волны, вибрация.

Источниками шумового воздействия на проектируемом объекте будут являться:

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

Шумовой эффект возникает непосредственно на производственной площадке объекта.

Наиболее интенсивное шумовое воздействие наблюдается при ведении поисково-разведочных работ. Согласно литературным данным уровень звука, создаваемый источниками, составляет:

- буровые станки – 115 дБА;

- погрузочные машины – 105 дБА;
- автомобили – 93 дБА;

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

Уровень шума и параметры вибрации в производственных помещениях и на рабочих местах обслуживающего персонала не должны превышать норм, указанных в «Санитарных нормах и правилах по ограничению шума при производстве» и «Санитарных нормах и правилах при работе с инструментами, механизмами и оборудованием, создающими вибрации, передаваемые на руки работающих».

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

Проектом предусматриваются:

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

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

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

4.5 Водоснабжение и водоотведение

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

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

Расчет норм водопотребления и водоотведения

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

Баланс водопотребления и водоотведения согласно 1 варианту разработки

Таблица 4.14 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2024-2033 гг (1 вариант разработки)

Потребитель	Продолжите льность сутки	Коли- чество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
2024 год							
Хоз-питьевые нужды	366	20	0,15	3	1098,00	3	1098
2025 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2026 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095

2027 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2028 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2029 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2030 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2031 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2032 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2033 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
Итого:					10953,0		10953,0

Согласно первому варианту разработки планируется:

- Эксплуатация месторождения 2024-2033гг.

Объем водопотребления и водоотведения согласно первому варианту составляет – 10953,0 м³.

Баланс водопотребления и водоотведения согласно рекомендуемому 2 варианту разработки

Таблица 4.15 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин согласно 2 рекомендуемому варианту разработки

Потребитель	Цикл строительство	Количество, чел	Норма водопотреб- ление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/год	м³/сут.	м³/год
При бурении скв. №75							
Хоз- питьевые нужды	24,17	20	0,15	3	72,51	3	72,51
Всего:					72,51		72,51
При бурении скв. №76							
Хоз- питьевые нужды	27,16	20	0,15	3	81,48	3	81,48
Всего:					81,48		81,48
При бурении скв. №77							
Хоз- питьевые нужды	27,16	20	0,15	3	81,48	3	81,48
Всего:					81,48		81,48
Итого при строительстве скважин по 2 рекомендуемому варианту разработки:					235,47		235,47

Таблица 4.16 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2024-2033 гг (2 вариант разработки)

Потребитель	Продолжите льность сутки	Коли- чество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
2024 год							
Хоз-питьевые нужды	366	20	0,15	3	1098,00	3	1098
2025 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2026 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2027 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095

2028 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2029 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2030 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2031 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2032 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2033 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
Итого:					10953,0		10953,0

Согласно второму рекомендуемому варианту разработки планируется:

- Строительство 3 добывающих скважин (№№75, 76, 77);
- Эксплуатация месторождения (2024-2033гг).

Объем водопотребления и водоотведения согласно второму рекомендуемому варианту составляет – 11188,47 м³.

Баланс водопотребления и водоотведения согласно 3 варианту разработки

Таблица 4.17 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин согласно 3 варианту разработки

Потребитель	Цикл строительство	Количество, чел	Норма водопотреб- ление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/год	м³/сут.	м³/год
При бурении скв. №75							
Хоз- питьевые нужды	24,17	20	0,15	3	72,51	3	72,51
Всего:				72,51		72,51	
При бурении скв. №76							
Хоз- питьевые нужды	27,16	20	0,15	3	81,48	3	81,48
Всего:				81,48		81,48	
При бурении скв. №77							
Хоз- питьевые нужды	27,16	20	0,15	3	81,48	3	81,48
Всего:				81,48		81,48	
При бурении скв. №78							
Хоз- питьевые нужды	24,17	20	0,15	3	72,51	3	72,51
Всего:				72,51		72,51	
При бурении скв. №79							
Хоз- питьевые нужды	24,17	20	0,15	3	72,51	3	72,51
Всего:				72,51		72,51	
Итого при строительстве скважин по 3 варианту разработки:					380,49		380,49

Таблица 4.18 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2024-2033 гг (3 вариант разработки)

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

	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м³	м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
2024 год							
Хоз-питьевые нужды	366	20	0,15	3	1098,00	3	1098
2025 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2026 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2027 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2028 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2029 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2030 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2031 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2032 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2033 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
Итого:					10953,0		10953,0

Согласно третьему варианту разработки планируется:

- Строительство 3 добывающих скважин (№№75, 76, 77, 78, 79);
- Эксплуатация месторождения (2024-2033гг).

Объем водопотребления и водоотведения согласно третьему варианту составляет – 11333,49 м³.

Водоснабжение для технических нужд осуществляется из водозаборной скважины. Для хранения воды технического качества предусмотрена одна емкость объемом 167м³.

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

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

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

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

$$V_{бсв} = 2 \times V_{обр};$$

Объем буровых сточных вод при бурении 1 скважины, проектной глубиной 600м составит:

$$V_{бсв} = 2 \times 68,22 = 136,45 \text{ м}^3$$

Объем буровых сточных вод при бурении 1 скважины, проектной глубиной 710м составит:

$$V_{бсв} = 2 \times 67,09 = 134,19 \text{ м}^3$$

Объем буровых сточных вод при бурении скважин согласно:

второму варианту разработки – 402,57 м³;

третьему варианту разработки – 675,464 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 противофильтрационным экраном. Собственником отходов будет являться компания, занимающаяся буровыми работами.

4.6 Программа управления отходами

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

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

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

В процессе реализации эксплуатации месторождения Уаз 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.

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

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

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

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

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

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

-целлюлоза-2-3% (опилки лиственных пород деревьев) – структурообразователь;
-реагент А (Буретан) –0,05-0,06% ТУ 6-02-00209912-59-96- комплексообразующий реагент для связывания полициклических и ароматических углеводородов и нефтепродуктов. Водопоглощающее вещество, буретан или полимер акриламида АК 639 водопоглощающий.

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

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

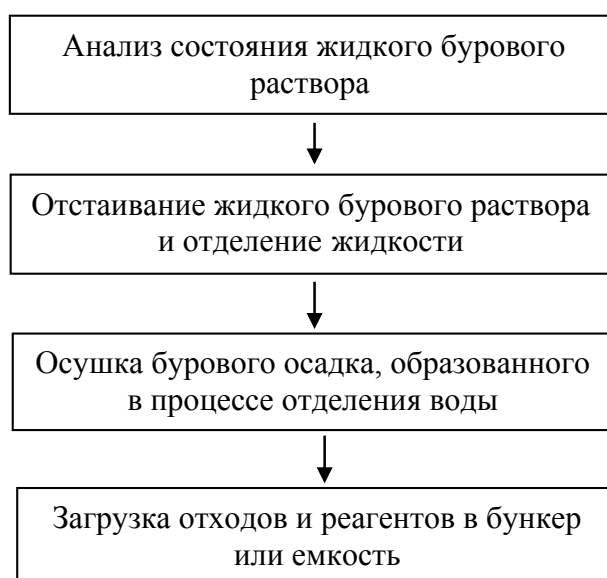
Таким образом, из результатов исследований следует рекомендовать следующий оптимальный состав реагентов для обезвреживания буровых отходов:

- строительная известь (ГОСТ 9179) – 10-15% масс.

- целлюлоза – 2-3% масс.
- бентонит – 2-3% масс.
- реагент А – 0,05-0,06% масс.
- техническая вода-30% масс.

Карта процесса обезвреживания жидкого бурового раствора

Карта процесса обезвреживания жидкого бурового раствора выглядит следующим образом:



1. Анализ состояния жидкого бурового раствора.

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

2. Отстаивание жидкого бурового раствора и отделение жидкости.

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

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

Осадок, образованный в процессе отделения воды, смешивается с отходами твердой фракции и распределяется ровным слоем по поверхности карт или секции. Затем при помощи спецтехники производится процесс перепахивания с целью высушивания отходов до степени, позволяющей осуществлять загрузку в бункеры.

4. Сортировка отходов.

Сортировка отходов производится на предмет выявления в них посторонних предметов, не предназначенных для обезвреживания данным регламентом.

5. Загрузка отходов и реагентов в бункер или емкость.

Загрузка отходов производится в специальный бункер или емкость, фронтальным погрузчиком. Реагенты подаются через устройства дозирования.

6. Равномерное перемешивание отходов с реагентами.

Первоначально добавляют опилки из расчета 20-30 кг на 1 тонну отхода, как структурообразователь, затем добавляют бентонит из расчета 20-30 кг/тонну - гелеобразующий реагент, строительную известь (ГОСТ 9179) из расчета 100-150 кг/тонну

– вяжущее вещество с высокой адсорбционной способностью для углеводородов буровых реагентов и в самом конце процесса перемешивания добавляется реагент А (Буретан) из расчета 0,5-0,6 кг/тонну – комплексообразующий реагент для связывания полициклических и ароматических углеводородов и нефтепродуктов. После добавления реагентов в отходы, смесь тщательно перемешивают до образования однородной массы.

7. Обезвреживание отходов.

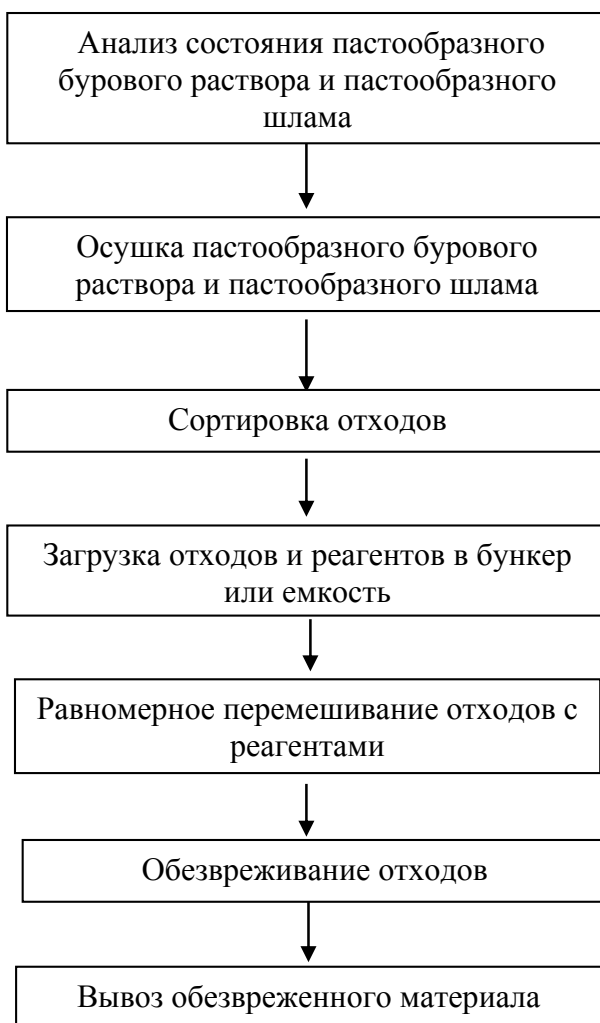
После перемешивания полученную массу размещают в отвалы или сливают в сборную емкость. Расчетное время обезвреживания – 3 суток.

8. Вывоз обезвреженного материала.

После отверждения, обезвреженный материал вывозится на секцию готовой продукции для дальнейшего использования.

Карта процесса обезвреживания пастообразного бурового раствора и пастообразного шлама.

Карта процесса обезвреживания пастообразного бурового раствора и пастообразного шлама выглядит следующим образом:



1. Анализ состояния пастообразного бурового раствора и пастообразного шлама

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

2. Осушка пастообразного бурового раствора и пастообразного шлама

Пастообразные буровые отходы смешиваются с отходами твердой фракции, и распределяются ровным слоем по поверхности карт или секции. Затем при помощи

спецтехники производится процесс перепахивания с целью высушивания отходов, до степени позволяющей осуществлять загрузку в бункеры.

3. Сортировка отходов

Сортировка отходов производится на предмет выявления в них посторонних предметов, не предназначенных для обезвреживания данным регламентом.

4. Загрузка отходов и реагентов в бункер или емкость

Загрузка отходов производится в специальный бункер или емкость, фронтальным погрузчиком. Реагенты подаются через устройства дозирования.

5. Равномерное перемешивание отходов с реагентами

Первоначально добавляют опилки из расчета 20-30 кг на 1 тонну отхода, как структурообразователь, затем добавляют бентонит из расчета 20-30 кг/тонну - гелеобразующий реагент, строительную известь (ГОСТ 9179) из расчета 100-150 кг/тонну – вяжущее вещество с высокой адсорбционной способностью для углеводородов буровых реагентов и в самом конце процесса перемешивания добавляется реагент А (Буретан) из расчета 0,5-0,6 кг/тонну – комплексообразующий реагент для связывания полициклических и ароматических углеводородов и нефтепродуктов. Для получения однородной массы предусматривается добавление воды из расчета 300л на 1 тонну отхода. После добавления реагентов в отходы, смесь тщательно перемешивают до образования однородной массы.

6. Обезвреживание отходов.

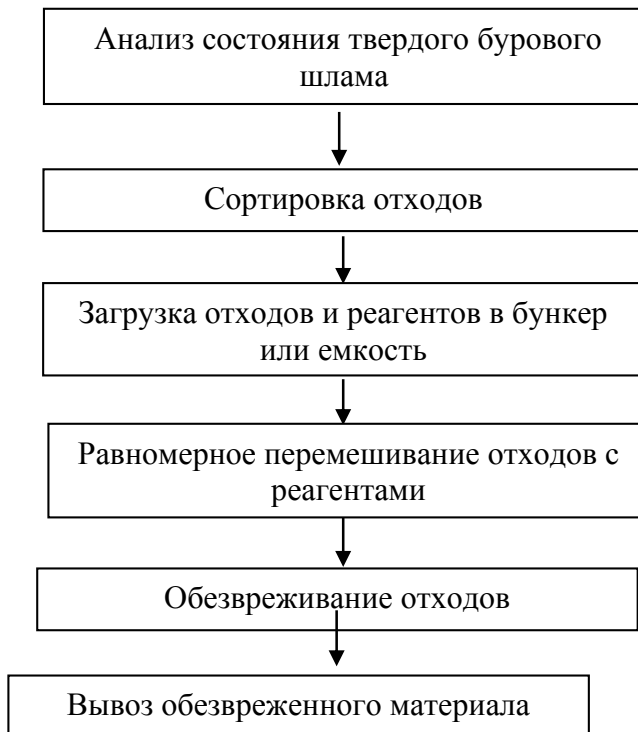
После перемешивания полученную массу размещают в отвалы или сливают в сборную емкость. Расчетное время обезвреживания – 3 суток.

7. Вывоз обезвреженного материала.

После отверждения, обезвреженный материал вывозится на секцию готовой продукции для дальнейшего использования.

Карта процесса обезвреживания твердого бурового шлама

Карта процесса обезвреживания твердого шлама выглядит следующим образом:



1. Анализ состояния твердого бурового шлама

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

2. Сортировка отходов

Сортировка отходов производится на предмет выявления в них посторонних предметов, не предназначенных для обезвреживания данным регламентом.

3. Загрузка отходов и реагентов в бункер или емкость

Загрузка отходов производится в специальный бункер или емкость, фронтальным погрузчиком. Реагенты подаются через устройства дозирования.

4. Равномерное перемешивание отходов с реагентами

Первоначально добавляют опилки из расчета 20-30 кг на 1 тонну отхода, как структурообразователь, затем добавляют бентонит из расчета 20-30 кг/тонну - гелеобразующий реагент, строительную известь (ГОСТ 9179) из расчета 100-150 кг/тонну – вяжущее вещество с высокой адсорбционной способностью для углеводородов буровых реагентов и в самом конце процесса перемешивания добавляется реагент А (Буретан) из расчета 0,5-0,6 кг/тонну – комплексообразующий реагент для связывания полициклических и ароматических углеводородов и нефтепродуктов. Для получения однородной массы предусматривается добавление воды из расчета 300л на 1 тонну отхода. После добавления реагентов в отходы, смесь тщательно перемешивают до образования однородной массы.

5. Обезвреживание отходов

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

6. Вывоз обезвреженного материала

После отверждения, обезвреженный материал вывозится на секцию готовой продукции для дальнейшего использования.

Продукт, образующийся в результате обезвреживания бурового шлама и раствора физико-химическим способом, пригоден для использования в строительстве, при прокладке дорог, отсыпке земляных насыпей и может быть реализован сторонним потребителем. Продукт представляет собой минеральный гидрофобный порошок, который можно использовать в качестве добавки для асфальтобетонных смесей, а также в качестве конструктивных элементов автодорог, гидроперерывающих и дополнительных слоев земляного полотна.

Буровой шлам (БШ) (01 05 06*) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Удельная плотность бурового шлама в среднем равна $2,1 \text{ т/м}^3$, 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: $2,1:1,2=1,75 \text{ т/м}^3$.

Собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

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

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

Собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

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

Металлом (17 04 07) - собирается собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

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

Коммунальные отходы (20 03 01) – упаковочная тара продуктов питания, бумага, пищевые отходы.

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

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

Промасленная ветошь (15 02 02*). Образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей, станков и машин.

Собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

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

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

Собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

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

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

Согласно требованиям Санитарных-эпидемиологических правил №ҚР ДСМ-331/2020 от 25.12.2020г отходы в жидком состоянии хранят в герметичной таре и удаляются

с территории предприятия в течение суток или проводят их обезвреживание на производственном объекте.

Согласно ст.320 Экологического Кодекса РК места накопления отходов предназначены для:

1) временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

2) временного складирования неопасных отходов в процессе их сбора (в контейнерах, на перевалочных и сортировочных станциях), за исключением вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники, на срок не более трех месяцев до даты их вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

3) временного складирования отходов на объекте, где данные отходы будут подвергнуты операциям по удалению или восстановлению, на срок не более шести месяцев до направления их на восстановление или удаление.

Для вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники срок временного складирования в процессе их сбора не должен превышать шесть месяцев.

Сбор и/или накопление отходов. В каждом подразделении предприятия сбор отходов производят отдельно, в соответствии с видом отходов, методами их утилизации, реализацией, хранением и размещением отходов. Для сбора отходов выделены специально отведенные места с установленными контейнерами для сбора отходов. Оформление документов на вывоз и погрузку отходов в автотранспорт осуществляет ответственный за обращение с отходами в производственном подразделении.

Идентификация отходов

Идентификация - деятельность, связанная с определением принадлежности данного объекта к отходам того или иного вида, сопровождающаяся установлением данных о его опасных, ресурсных, технологических и других характеристиках. Идентификацию отходов проводят на основе анализа эксплуатационно-информационных документов, в том числе паспорта отходов. При необходимости идентификацию отходов проводят путем контрольных измерений, испытаний, тестов и т.п.

Сортировка отходов

На предприятии для производственных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации предусмотрен отдельный сбор (сортировка) различных типов промышленных отходов.

Паспортизация отходов

Паспортизация включает в себя присвоение кода отходу, его происхождение, перечень опасных свойств, химический состав отходов и описание опасных свойств их компонентов, рекомендуемые способы управления отходами, необходимые меры предосторожности при управлении отходами, требования к транспортировке отходов и проведению погрузочно-разгрузочных работ, меры по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера и их последствий, связанных с опасными отходами, в том числе во время транспортировки и проведения погрузочно-разгрузочных работ другие дополнительные информации.

Паспортизация отходов проводится с целью ресурсосберегающего и безопасного регулирования работ в области размещения отходов.

Упаковка и/или маркировка отходов

Отходы предприятия размещаются в стандартных контейнерах в соответствии с санитарно-эпидемиологическими требованиями с обязательной маркировкой.

Транспортирование отходов

Транспортирование отходов осуществляется специализированными организациями, имеющими специальные документы на право размещения отходов на специализированные полигоны для захоронения или места утилизации.

Транспортирование отходов осуществляется специальными мусоровозами или бункеровозами.

Транспортировка опасных видов отходов осуществляется согласно «Правилам перевозок грузов автомобильным транспортом» (Утверждены приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 апреля 2015 года № 546) и «Об утверждении Правил перевозки опасных грузов автомобильным транспортом и перечня опасных грузов, допускаемых к перевозке автотранспортными средствами на территории Республики Казахстан» (Приказ и.о. Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 460).

Перевозка опасных отходов допускается только при наличии паспорта отходов, на специально оборудованных и снабженных специальными знаками транспортных средствах, с соблюдением требований безопасности перевозки опасных отходов, перевозочных документов и документов для передачи опасных отходов, с указанием количества перевозимых опасных отходов, цели и места назначения их перевозки. План маршрута и график перевозки опасных отходов формирует перевозчик по согласованию с грузоотправителем (грузополучателем).

Складирование (упорядоченное размещение) отходов

Складирование отходов — деятельность, связанная с упорядоченным размещением отходов в помещениях, сооружениях на отведенных для этого участках территории в целях контролируемого хранения в течение определенного интервала времени.

Список отхода определяет способ его складирования. Опасные отходы требуют размещения на специально отведенных площадках для вредных отходов, с ограничениями по количеству отходов, которые можно разместить.

Неопасные отходы можно размещать, не захоранивая, на муниципальных или других специальных площадках, свалках. В соответствии с Экологическим кодексом РК, законодательными и нормативно-правовыми актами, принятыми в республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Хранение отходов

Складирование отходов производства и потребления организации, в результате деятельности которых они образуются, осуществляется в местах временного хранения (не более шести месяцев), для их последующей передачи организациям, осуществляющим операции по утилизации, переработке, а также удалению отходов, не подлежащих переработке или утилизации. Места временного хранения отходов представляют собой закрытые/открытые контейнеры с маркировкой, склад и открытые площадки с бетонным покрытием.

Удаление отходов (передача отходов специализированным предприятиям по договору)

Все образующиеся отходы на предприятии временно хранятся не более 6 месяцев и вывозятся специализированными организациями согласно заключенному договору.

Список отхода определяет способ его хранения. Опасные отходы требуют размещения на специально отведенных площадках для вредных отходов, с ограничениями по количеству отходов, которые можно разместить.

Неопасные отходы можно размещать на муниципальных или других специальных площадках, свалках. В соответствии с Экологическим кодексом РК, законодательными и нормативно-правовыми актами, принятыми в республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Недропользователь обязуется соблюдать все требования статьи 320, 331, 339, 345 Экологического Кодекса РК во время ведения работ.

Все образованные отходы передаются в специализированные организации, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов. В случае заключения договора с подрядной организацией одним из требований от недропользователя является наличие лицензии по утилизации отходов.

В период эксплуатации месторождения будут соблюдены все требования законодательства РК.

Расчет количества образования отходов

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

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в таблицах 4.19 – 4.20.

Расчет количества образования отходов при бурении скважин, проектной глубиной 600 м

Таблица 4.19- Объем выбуренной породы при строительстве скважины, проектной глубиной 600м

Интервал	k	π	R, м	R2	L	$V_{скв} = (K1 * \pi * R2 * L),$ м3	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	8
0-30	1,2	3,14	0,19685	0,0387	30	4,3803	-
30-200	1,1	3,14	0,14765	0,0218	170	12,8008	-
200-600	1,1	3,14	0,10795	0,0117	350	14,0876	-
				V_{скв} =	31,2687		

Расчет объема отходов при строительстве скважины:

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 31,2687 \times 1,2 = 37,522 \text{ м}^3$$

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

Объем отработанного бурового раствора:

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

где K₁- коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на выбросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

V_ц - объем циркуляционной системы БУ;

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

$$V_{обр} = 0,25 \times 1,052 \times 31,2687 + 0,5 \times 120 = 68,224 \text{ м}^3$$

Расчет количества образования отходов при бурении скважин, проектной глубиной 600 м.

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

Таблица 4.20 - Объем выбуренной породы при строительстве скважины, проектной глубиной 710м

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
0-30	1,2	3,14	0,19685	0,0387	30	4,3803	-
30-250	1,1	3,14	0,12225	0,0149	220	11,3565	-
250-710	1,1	3,14	0,08415	0,0071	460	11,2509	-
				Vскв =	26,988		

Расчет объема отходов при строительстве скважины:

1. Объем отходов бурения

1.1. Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 26,988 \times 1,2 = 32,385 \text{ м}^3$$

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

2.2. Объем отработанного бурового раствора:

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

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

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

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

$$V_{обр} = 0,25 \times 1,052 \times 26,988 + 0,5 \times 120 = 67,098 \text{ м}^3$$

Металлолом

Металлолом транспортных средств

Отходы образуются в зависимости от расхода:

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

где: Мост – расход, 0,01 т/год;

Q – остаток, 0,015.

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

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:

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

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

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

ρ – плотность, т/м³.

Таблица 4.21- Образование коммунальных отходов при строительстве скважины

Наименование	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 скважины проектной глубиной 600 м	30	0,3	24,17	0,25	0,149

при бурении скважины проектной глубиной 710 м	30	0,3	27,16	0,25	0,167
---	----	-----	-------	------	-------

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:

$$N = M_{ост} * \alpha,$$

где: $M_{ост}$ - расход электродов, 100 кг/год;

α - остаток электрода, 0,015.

$$N = 100 * 0,015 = 1,5 \text{ кг/год} = 0,0015 \text{ т/год.}$$

Отработанные масла

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

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

$$N_b = Y_b * H_b * p$$

$$N_d = Y_d * H_d * p$$

где:

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

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

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

Y_b – расход бензина за год, м³

Y_d – расход дизельного топлива за год, м³

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

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

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

Таблица 4.22 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважины

вид скважина	Расход. Y м ³	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива H	Плотность масла. т/м ³	Нормативное количество израсходованного моторного масла N т/пер.	Отработанное масло
					$M_{отр.мотор.}$
					т/пер.
					1 скв.
при бурении скважины проектной глубиной 600 м	57,08	0,032	0,93	1,6988198	0,42470
при бурении скважины проектной глубиной 710 м	66,90	0,032	0,93	1,990944	0,49774

Объемы отходов при реализации проекта разработки согласно 1 варианту разработки

Согласно 1 варианту разработки строительство скважин не планируется.

Объемы отходов при реализации проекта разработки согласно 2 рекомендуемому варианту**Таблица 4.23 - Лимиты накопления отходов при строительстве скважины №75**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего:	-	132,460
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	132,311
<i>отходов потребления</i>	-	0,149
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	47,22843
Отработанный буровой раствор	-	84,54318
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,11260
Отработанные масла	-	0,42470
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	0,1490
Металлолом	-	0,0002
Огарки сварочных электродов	-	0,0015

Таблица 4.24 - Лимиты накопления отходов при строительстве скважин №№76, 77

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего:	-	265,102
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	264,767
<i>отходов потребления</i>	-	0,335
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	94,457
Отработанный буровой раствор	-	169,086
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,2252
Отработанные масла	-	0,9955
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	0,3348
Металлолом	-	0,0004
Огарки сварочных электродов	-	0,0030

Объемы отходов при реализации проекта разработки согласно 3 варианту разработки**Таблица 4.25 - Лимиты накопления отходов при строительстве скважины №75**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего:	-	132,460
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	132,311
<i>отходов потребления</i>	-	0,149
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	47,22843
Отработанный буровой раствор	-	84,54318
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,11260
Отработанные масла	-	0,42470

Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	0,1490
Металлолом	-	0,0002
Огарки сварочных электродов	-	0,0015

Таблица 4.26 - Лимиты накопления отходов при строительстве скважин №№76, 77

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего:	-	265,102
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	264,767
<i>отходов потребления</i>	-	0,335
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	94,457
Отработанный буровой раствор	-	169,086
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,2252
Отработанные масла	-	0,9955
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	0,3348
Металлолом	-	0,0004
Огарки сварочных электродов	-	0,0030

Таблица 4.27 - Лимиты накопления отходов при строительстве скважин №№78, 79

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего:	-	284,2564
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	283,958
<i>отходов потребления</i>	-	0,298
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	109,4404
Отработанный буровой раствор	-	171,9236
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,2252
Отработанные масла	-	0,84941
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	0,29799
Металлолом	-	1,5168
Огарки сварочных электродов	-	0,003

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.

Расчёт образования ТБО производится по формуле:

$$M = n * q * \rho \text{ т/год},$$

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

Таблица 4.28 - Образование коммунальных отходов при эксплуатации

№	Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, $\text{м}^3/\text{год}$	Время работы, сут/год	Плотность ТБО, $\text{т}/\text{м}^3$	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:

$$N = M_{ост} * \alpha,$$

где: $M_{ост}$ – расход электродов, 1 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 4.29 - Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения Уаз за 2024-2033гг

Вид отхода	Классификация	Количество, т/г
		2024-2033гг
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 2024-2033гг:		23,643

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

4.7 Воздействие отходов производства и потребления на окружающую среду

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Меры по охране окружающей среды.

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

- соблюдение всех правил проведения работ;
- проведение работ в пределах отведенной во временное пользование территории;
- контроль уровня шума на участках работ;
- своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время работы механизмов и дизелей и не допущение загрязнения почв;

- использование специальных емкостей для сбора отработанных масел;
- после окончания работ участки будут очищены от бытовых и производственных отходов, остатков ГСМ;
- утилизация отходов (отработанных масел и топлива);
- приготовление и обработка бурового раствора в циркуляционной системе;
- хранение материалов и химических реагентов в закрытых помещениях;
- оборотное водоснабжение (повторное использование БСВ);
- рекультивация земель, выданных во временное пользование.

Мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды промышленными отходами

При проведении работ следует проводить следующие природоохранные мероприятия:

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

4.8 Рекультивация земель

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

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

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

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

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

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

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

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

- планировку участков нарушенных земель, обеспечивающую производительное использование современной техники для сельскохозяйственных работ и исключающую развитие эрозионных процессов;
- нанесение плодородного слоя почвы на малопригодные породы при подготовке земель под пашню;
- проведение интенсивного мелиоративного воздействия с выращиванием однолетних, многолетних трав.

5. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Комплексная (интегральная) оценка воздействия на окружающую среду при разработке месторождения Уз 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 Уз».

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

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

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

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

5.1 Оценка воздействия на качество атмосферного воздуха

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

Источниками воздействия на атмосферный воздух, является технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательных производств, необходимые для выполнения планируемых работ. 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;
- печь ПТ-16/150М;
- резервуары;
- дизельная электростанция;
- пункт налива нефти;
- дизельная электростанция;
- факельная установка;

- дежурная горелка;
 - продувка факельного коллектора;
 - резервуары РВС.
- Неорганизованными источниками выбросов являются:*
- сварочный пост;
 - емкость для топлива;
 - насос для перекачки нефти;
 - добывающие скважины.
 - сварочный трансформатор;
 - ГЗУ;
 - дренажная емкость от ГЗУ;
 - газосепаратор (ГС);
 - нефтегазосепаратор;
 - насосы для нефти;
 - конденсатосборник;
 - дренажные емкости;
 - узел замера нефти;
 - блок гребенки–узел учета;
 - отстойник ОГ.

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 территории месторождения в атмосферу выбрасываются 23 наименований вредных веществ.

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

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

по 1 варианту разработки:

- при эксплуатации месторождения в 2024г - **41,976912 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **40,179985 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **38,786428 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **37,859532 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **36,907371 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **36,141198 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **34,932958 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **33,744665 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **32,658191 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **31,714278 т/год.**

по рекомендуемому по 2 варианту разработки:

- при строительстве скважины №75 - **5,9938421 т/год;**
- при строительстве скважин №№76,77 - **14,0040422 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2024г - **41,976912 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **41,013592 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **39,955189 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **40,531055 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **41,124 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **41,101602 т/год;**

- при эксплуатации месторождения в 2030г - **40,216022 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **37,75269 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **36,936055 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **35,569642 т/год;**

по 3 варианту разработки:

- при строительстве скважин №№75, 78, 79 - 17,9815 т/год;
- при строительстве скважин №№76, 77 - 14,0040422 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2024г - **41,976912 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **41,013592 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **39,955189 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **40,531055 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **43,081676 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **43,168248 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **42,032198 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **39,735696 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **37,722962 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **35,99799 т/год.**

снoвные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха:

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

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

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

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

Таблица 5.3 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха

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

Выбросы ЗВ в атмосферу от буровой установки	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 3
---	----------------	----------------------	----------------	------------------------

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

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

5.2. Оценка воздействия на подземные и поверхностные воды

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

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

Конструкция всех скважин обеспечивает изоляцию пластов подземных вод.

Таблица 5.4-Интегральная (комплексная) оценка воздействия на подземные воды

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

Бурение нефтяных и газовых скважин неизбежно сопровождается различными физико-химическими процессами взаимодействия бурового раствора со слагающими стенки горными породами. К этим процессам относятся фильтрация, диффузия, теплообмен, капиллярная пропитка и др. Один из наиболее существенных процессов взаимодействия бурового раствора с окружающими скважину породами – фильтрация, которая определяет возникновение поглощений бурового раствора и 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 пробной эксплуатации месторождения Уаз предусматриваются следующие мероприятия:

К мероприятиям по предупреждению истощения подземных вод относят:

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

К мероприятиям по предотвращению загрязнения подземных вод относят:

- осуществление мер по предотвращению и ликвидации утечек сточных вод и загрязняющих веществ с поверхности земли в горизонты подземных вод;
- организация регулярных режимных наблюдений за уровнями и качеством подземных вод;
- устройство защитной гидроизоляции сооружений, являющихся потенциальными источниками загрязнения подземных вод;

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

Мероприятия по охране поверхностных вод от истощения и загрязнения:

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

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

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

5.3. Факторы негативного воздействия на геологическую среду

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

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

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

- строительство скважин;
- движение транспорта;

Возможные негативные воздействия на геологическую среду следующие:

Таблица 5.5-Анализ воздействия на геологическую среду

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

Воздействие на геологическую среду при строительстве скважин возможно в результате:

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

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

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

Возникновение межпластовых перетоков связывают с наличием давления между пластами, основной причиной которого является снижение первоначального давления столба тампонажного раствора. Снижение давления тампонажного раствора происходит в результате таких процессов, как седиментация, контракция, усадка, водоотдача цементного раствора в

пористые пласты с образованием непроницаемых перемычек, зависание структуры тампонажного раствора на стенках скважины и колонны.

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

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

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

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

Природоохранные мероприятия:

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

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

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

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

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

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

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

5.4. Оценка воздействия на почвенный покров

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

Антропогенные факторы воздействия выделяются в две большие группы:

- физические;
- химические.

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

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

К химическим факторам воздействия при производстве 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 почвенных покровов

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

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

Природоохранные мероприятия

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

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

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

5.5. Оценка воздействия на растительность

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

Динамические процессы условно можно объединить в 3 группы:

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

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

В разных типах экосистем природные смены (флуктуации, сукцессии) растительности протекают по-разному и имеют свои закономерности. Растительность массива обследования развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие

амплитуды колебания температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, вызывающих преобладание восходящих минеральных растворов в почве.

В современной динамике экосистем и растительности антропогенно-природные процессы 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 химреактивов, тотальное уничтожения травостоя).

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

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

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

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

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

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

Таблица 5.7- Анализ последствий возможного загрязнения на растительность

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

Природоохранные мероприятия

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

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

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

5.6 Факторы воздействия на животный мир

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

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

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

обитания редких видов животных, внесенных в Красную Книгу, реализация проекта не отразится на сохранности и площади их мест обитания.

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

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

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

Воздействие при разработке месторождения на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пресекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ;
- проведение мониторинга животного мира.

Таблица 5.8-Анализ воздействия на фауну

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

Изъятие среды обитания, нарушение среды обитания	Локальное 1	кратковременное 1	Слабое 2	низкая значимость 2
Факторы беспокойства, шум, свет, движение автотранспорта	Локальное 1	кратковременное 1	Слабое 2	низкая значимость 2
при эксплуатации				
Факторы беспокойства, шум, свет, движение автотранспорта	Локальное 1	Продолжительное 3	Слабое 2	низкая значимость 6

Мероприятия по сохранению краснокнижных видов животных и птиц

Приоритетные мероприятия по сохранению краснокнижных видов животных и птиц являются способы их сохранения в природной среде обитания, поскольку только в такой среде возможно полноценное и долговременное сохранение живых организмов и продолжение их естественной эволюции. Мероприятия по сохранению краснокнижных видов животных и птиц вне природной среды обитания являются частью программ по восстановлению видов и возвращению их в природу.

Основными задачами в этой области являются поддержание численности популяций и видов, сохранение внутривидовой структуры и поддержание популяционной структуры вида. Для этого необходимы: борьба с нелегальной эксплуатацией природных популяций редких видов; нормирование их легального использования в различных целях (рекреационных, научных, культурных и др.); проведение экологической экспертизы хозяйственных проектов, затрагивающих местообитания видов и влияющих на их численность.

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

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

5.7 Радиационная обстановка

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

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

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

Все участки нефтепромысловых работ расположены в малонаселенной полупустынной местности.

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

5.8 Физическое воздействие

Акустическое воздействие

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5.9 Оценка воздействия на социально-экономическую среду

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Интегральная оценка представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

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

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

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

Таблица 5.13 - Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу

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

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

Здоровье

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

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

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

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

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

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

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

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

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

Физические факторы

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

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

Отходы производства и потребления

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

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

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

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

Трудовая занятость

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

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

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

Доходы и уровень жизни населения

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

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

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

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

Особо охраняемые природные территории

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

Памятники истории и культуры

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

Образование и научно-техническая сфера

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

Определенное положительное воздействие реализации проекта будет оказано на развитие научно-технического потенциала Республики Казахстан. В настоящее время ряд

проектных организаций Казахстана участвует в разработке технической и экологической документации.

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

5.10 Состояние здоровья населения

Экономический рост и развитие территории

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

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

Землепользование и сельское хозяйство

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

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

Инвестиционная деятельность

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

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

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

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

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

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

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

5.11 Охрана памятников истории и культуры

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

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

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

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

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

5.12 Экологические требования при проведении операций по недропользованию

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

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

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

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

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

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

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

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

8) по очистке и повторному использованию буровых растворов;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3. Запрещаются:

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

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

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

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

Рекомендуемое комплексное мероприятие по охране окружающей среды:

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

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

6. АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6.1 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций

Наиболее опасными являются следующие возможные аварийные ситуации:

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

Краткая характеристика условий, при которых возможны аварийные выбросы:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

7. ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

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

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

Мониторинг территории участка работ - это наблюдения за изменением состояния окружающей среды в процессе эксплуатации на месторождении Уз. Блок схема проведения мониторинга представлена на рис. 7.1.

Источниками воздействия являются:

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

Мониторинг на территории месторождения включает в себя:

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



Рисунок 7.1 - Блок-схема проведения мониторинга лабораторией

7.1 Мониторинг состояния промышленных площадок при бурении скважин

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

Мониторинг состояния промышленных площадок заключается в периодическом контроле территории.

Контроль должен проводиться природопользователем, либо аккредитованными или аттестованными лабораториями, имеющими разрешение на проведение таких исследований. Кратность и номенклатура исследований согласовывается с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

7.2. Мониторинг состояния технологического оборудования

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

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

Мониторинг состояния технологического оборудования должен включать:

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

7.3. Мониторинг состояния и размещения отходов

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

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

Мониторинг состояния и размещения отходов должен включать:

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

7.4. Мониторинг состояния биосферы

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

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

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

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

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

7.5. Оборудование и методы проведения мониторинга

Выбор методов и средств измерений параметров при проведении экологического

мониторинга на блоке определяются следующими задачами.

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

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

Таблица 7.1 – Список измеряемых параметров

Параметры исследования	Используемое оборудование
Кем производится. Наим. Организации	
Дата	
Время	
Координаты (широта/долгота)	Прибор для определения координат (GPS)
Глубина залегания пласта (м)	
Метеопараметры	
Температура ($^{\circ}\text{C}$)	Термометр
Скорость (м/с) и направление ветра (град.)	Метеостанция
Видимость (км)	Метеостанция
Осадки	Метеостанция
Воздух	
Диоксид серы (SO_2)-пробы (мг/м^3)	Газоанализатор
Оксиды азота (NO, NO_2)-пробы (мг/м^3)	Газоанализатор
Оксид углерода (CO)-пробы (мг/м^3)	Газоанализатор
Подземные воды	
Отбор проб воды	СТ РК ГОСТ Р 51592-2003 Вода. Общие требования к отбору проб.
Физические параметры	
Температура ($^{\circ}\text{C}$)	Термометр
Глубина залегания пласта м	Гидрологические изыскания
Вода	
Соленость ($^{\circ}/_{\text{оо}}$)	Измеритель параметров воды
pH	В полевых условиях лакмус, в лаборатории Ph-метр
Растворенный кислород (мг/л)	Измеритель параметров воды
Мутность	Измеритель параметров воды
Содержание фенола (мг/л)	Консервация, лабораторный анализ
БПК, ХПК ($\text{мгO}_2/\text{л}$)	Консервация, лабораторный анализ
Содержание тяжелых металлов Cu, Cd, Pb, Zn, (мг/л)	Консервация, лабораторный анализ
Содержание нефтепродуктов	Консервация, лабораторный анализ
Почвенный покров и почвы	
Отбор почвенных проб	ГОСТ 17.4.4.02-84 Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа.

7.6. Контроль в области охраны окружающей среды

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

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

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

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

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

(Послепроектный анализ)

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

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

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

Проведение послепроектного анализа обеспечивается оператором соответствующего объекта за свой счет.

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

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

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

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

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

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

НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Основанием для составления отчета о возможных воздействиях является Договор, заключенный между АО «Эмбаунайгаз» и Атырауским Филиалом «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» - Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№02177Р от 18 марта 2020г).

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

Согласно Закл^ючению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и скринга воздействия намечаемой деятельности № KZ04VWF00214262 от 13.09.2024г на проект на проект «Дополнение к проекту разработки месторождения Уз» 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.

В административном отношении площадь Уз расположена в пределах Кызылкогинского района Атырауской области Республики Казахстан на территории блока Тайсойган.

В орографическом отношении территория представляет собой пустынно-степную равнину, осложненную многочисленными отдельными холмами, грядами, разделенными замкнутыми понижениями. Абсолютные отметки рельефа колеблются от минус 7 до плюс 30м.

Ближайшим населенным пунктом является п.г.т. Макат – центр Макатского района, находящийся на расстоянии 45 км на юго-запад от площади Уз.

Центр Кызылкогинского района п.г.т. Миялы расположен на расстоянии 115 км на северо-запад, областной центр г. Атырау находится на расстоянии 165 км на юго-запад.

Дорожная сеть развита слабо. Через район исследований проходит проселочная дорога, связывающая районные центры Макат и Миялы. Населенные пункты отсутствуют.

Железная дорога Атырау-Алматы проходит в 30 км юго-восточнее рассматриваемой структуры.

Нефтепровод «Атырау-Орск» проходит на расстоянии 50 км на юго-восток.

Климат района резкоконтинентальный с суровой зимой и жарким сухим летом.

Годовой перепад температур от плюс 40°С летом, до минус 35°С зимой. Количество осадков колеблется от 150 до 200 мм в год.

Гидрографическая сеть развита слабо. В юго-западной части района работ протекает река Сагиз. Пресноводных колодцев мало, дебит их незначительный.

Животный и растительный мир беден и является типичным для полупустынных зон.

Материально-техническая база и подрядные организации по выполнению буровых, промыслово-геофизических, исследовательских работ расположены в г. Атырау и его окрестностях.

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

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. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (август): плюс 37.5°C. Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (декабрь): минус 9.7°C.

Недропользователем месторождения Уз является АО «Эмбаунагаз» согласно Контракту №327 от 12.05.1999г на проведение разведки и добычи углеводородного сырья в пределах блоков XXI-14-A, B, C, D, E, F; XXI-15-A, B, C, D, E; XXII-14-A, B, C, D, E; XXII-15; XXII-16-A, B, C, D, E, F; XXIII-14-A, B, C, D, E, F; XXIII-15; XXIII-16-A, B, C, D, E, F; XXIV-14-A, B, C; XXIV-15-A, B, C; XXIV-16-A, B в Атырауской области., а также согласно дополнению к контракту №10 от 29.12.2017г, согласно которому период разработки продлен до 31.12.2034г включительно.

Месторождение Уз открыто в 1999г поисковой скважиной 4, пробуренной в пределах западного поля южного крыла структуры, где при опробовании среднеюрских отложений из интервала 530-533м были получены промышленные притоки нефти дебитом 10,8 м3/сут на 5 мм штуцере.

В настоящее время действующим проектным документом является «Проект разработки...» (утвержденный ЦКРР РК МЭРК (Протокол №31/12 от 22.09.2022г), выполненный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в 2022г с выделением двух основных эксплуатационных и двух возвратных объектов разработки:

- **I объект** – горизонты Ю-II 1 пласт, Ю-III, Ю-IV;
- **II объект** – горизонты Ю-V;
- **I Возвратный объект** – горизонт Ю-I;
- **II Возвратный объект** – горизонты Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX.

В 2024г был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа...». В рамках пересчета запасов (ПЗ) были пересмотрены геологические структуры и проинтерпретированы данные по ГИС. Результаты бурения новых скважин и проведенный объем исследовательских работ позволили уточнить категорийность по некоторым продуктивным горизонтам и произвести перевод запасов в более высокие категории.

Ранее при выполнении проекта разработки месторождения Уз было получено заключение государственной экологической экспертизы на «Проект разработки месторождения Уз» KZ14VVX00132163 от 14.07.2022г.

Целью составления проекта является обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на основе новых утвержденных запасов в рамках отчета «Пересчет запасов ...» 2024г.

С целью обоснования наиболее оптимального значения КИН и расчета прогнозных технологических показателей рассмотрены 3 варианта разработки.

Первый вариант предусматривает продолжение реализации оставшихся мероприятий, предусмотренных Проектом разработки 2022г, с корректировкой на текущее состояние: проведение ГТМ по переводу добывающих скважин №№12,14,102,101,62,4,74 между объектами, а также на объекты, ранее не участвующие в разработке, с целью использования потенциала пробуренного фонда скважин и для более полного и ускоренного вовлечения запасов I объекта в разработку предусматривается организация одновременно-раздельной добычи (ОРД) I и II объекта в скважинах №№43,59 и дополнительные прострелы в переходящих скважинах №№18,32,70.

Второй вариант (рекомендуемый) основан на базе первого варианта с уплотнением сетки скважин путем бурения 3 добывающих скважин №№75,76,77 с целью вовлечения остаточных запасов, с переводом 8 добывающих скважин №№48,15,45,54,61,66,53,34 между объектами, предусмотрено дополнительно 2 ОРД №№47,76, а также перевод скважины №36 из нагнетательного в добывающий фонд, скв. №11 из консервации в добывающий фонд.

Третий вариант нацелен на еще большее увеличение фонда добывающих скважин и дополнительно ко второму варианту предусматривает ввод из бурения в эксплуатацию 2 новых добывающих скважин №№78,79 на I объект. В итоге, в рамках третьего варианта

предусматривается бурение 5 добывающих скважин №№75,76,77,78,79, организация ОРД в 2 скважинах №№47,31.

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.

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

по 1 варианту разработки:

- при эксплуатации месторождения в 2024г - *41,976912 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2025г - *40,179985 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2026г - *38,786428 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2027г - *37,859532 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2028г - *36,907371 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2029г - *36,141198 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2030г - *34,932958 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2031г - *33,744665 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2032г - *32,658191 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2033г - *31,714278 т/год.*

по рекомендуемому по 2 варианту разработки:

- при строительстве скважины №75 - *5,9938421 т/год;*
- при строительстве скважин №№76,77 - *14,0040422 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2024г - *41,976912 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2025г - *41,013592 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2026г - *39,955189 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2027г - *40,531055 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2028г - *41,124 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2029г - *41,101602 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2030г - *40,216022 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2031г - *37,75269 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2032г - *36,936055 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2033г - *35,569642 т/год;*

по 3 варианту разработки:

- при строительстве скважин №№75, 78, 79 - *17,9815 т/год;*
- при строительстве скважин №№76, 77 - *14,0040422 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2024г - *41,976912 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2025г - *41,013592 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2026г - *39,955189 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2027г - *40,531055 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2028г - *43,081676 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2029г - *43,168248 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2030г - *42,032198 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2031г - *39,735696 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2032г - *37,722962 т/год;*
- при эксплуатации месторождения в 2033г - *35,99799 т/год.*

С точки зрения социальных и экономических вопросов, наиболее оптимальным является рекомендуемый II вариант разработки, где планируется бурение 3 новых скважин.

Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха:

- оборудование резервуаров в резервуарных парках современной дыхательной арматурой, обвязанной газоуравнительной системой, плавающими крышами или понтонами. При технической невозможности осуществления указанных мер устанавливаются диски-отражатели. Наружная поверхность резервуаров окрашивается краской с высокой лучеотражающей способностью;
- предупреждение возможности нефтегазопрооявлений при бурении и ремонте скважин;
- применение закрытой системы продувок аппаратов и трубопроводов;
- применение закрытой системы подготовки промышленных сточных вод, содержащих сероводород;
- обеспечение герметизации бездействующих скважин и контроль их технического состояния;
- обеспечение герметизации сальников запорной арматуры, скважин, трубопроводов, аппаратов и насосных агрегатов;
- обеспечение герметизации дренажных систем и канализационных колодцев, нефтеловушек закрытого типа;
- обеспечение, при возможности, утилизации попутно добываемого газа в целях сокращения его сжигания на факелах. Сжигание газа должно производиться при соблюдении процесса беспламенного горения.

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

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

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод при строительстве скважин на месторождении Уаз предусматриваются следующие мероприятия:

К мероприятиям по предупреждению истощения подземных вод относят:

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

К мероприятиям по предотвращению загрязнения подземных вод относят:

- осуществление мер по предотвращению и ликвидации утечек сточных вод и загрязняющих веществ с поверхности земли в горизонты подземных вод;
- организация регулярных режимных наблюдений за уровнями и качеством подземных вод;
- устройство защитной гидроизоляции сооружений, являющихся потенциальными источниками загрязнения подземных вод;
- организацию зон санитарной охраны на территории, являющейся источником питания подземных вод;
- организацию регулярных режимных наблюдений за условиями залегания, уровнем и качеством подземных вод на участках существующего и потенциального загрязнения, связанного со строительством проектируемого объекта;

- необходимым условием применения химических реагентов при разработке месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- обязательно ежеквартально должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

Мероприятия по охране поверхностных вод от истощения и загрязнения:

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

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

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

- строительство скважин;
- движение транспорта.

Природоохранные мероприятия:

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

- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;

- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промысловых сточных вод;

- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;

- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти;

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

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

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

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

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

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

- организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;

- использование автотранспорта с низким давлением шин;

- принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разлива нефти, нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;

- принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтью, нефтепродуктами и другими загрязнителями;

- неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения;

- разработать и осуществить мероприятия по ликвидации очагов нефтезагрязнения и по рекультивации замазученных участков, в случае возникновения.

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

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

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

1. Полное (реже частичное) уничтожение растительности будет при:

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

Природоохранные мероприятия

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

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

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

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

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

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

- обязательное соблюдение всех нормативных правил работ по бурению скважин;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге, контроль за тем, чтобы спасательное и защитное оборудование всегда имелось в наличии, а персонал умел им пользоваться.
- установка в стволах скважин клапанов-отсекателей для предупреждения открытого фонтанирования в аварийных ситуациях;

- все операции по заправке, хранению и транспортировке горючего и смазочных материалов должны проходить под контролем ответственных лиц и строго придерживаться правил безопасности;

- использование контейнеров для сбора отработанных масел.

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

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

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

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

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

Мероприятия по минимизации воздействия в окружающую среду

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

- разработка технологического регламента на период НМУ;
- обучение персонала реагированию на аварийные ситуации;
- соблюдение норм и правил противопожарной безопасности;

хранить производственные отходы в строго определенных местах;

- ежегодно провести производственный мониторинг по атмосферному воздуху.

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

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

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

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

- соблюдение всех правил проведения работ;
- проведение работ в пределах отведенной во временное пользование территории;
- контроль уровня шума на участках работ;
- своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время
- работы механизмов и дизелей и не допущение загрязнения почв;
- использование специальных емкостей для сбора отработанных масел;

- после окончания работ участки будут очищены от бытовых и производственных отходов, остатков ГСМ;
- утилизация отходов (отработанных масел и топлива);
- приготовление и обработка бурового раствора в циркуляционной системе;
- хранение материалов и химических реагентов в закрытых помещениях;
- обратное водоснабжение (повторное использование БСВ);
- рекультивация земель, выданных во временное пользование.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

Методические указаний и методики:

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

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 - Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу

Расчеты выбросов вредных веществ глубина 600м

Источник №6001 Подготовка площадки				
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	56
1.2.	Количество перерабатываемого грунта	Gп	т/пер	1713
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	30,59
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * B * G * 10^6$			
	$Q = \frac{\dots}{3600}$	Q	г/сек	0,03671
	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	0,0074

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	Обозначен	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	56
1.2.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	км	124,35
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * G * 10^6$			
	$Q = \frac{\dots}{3600}$	Q	г/сек	0,29844
	Весовая доля пылевой фракции в материале	P 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	0,08595

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	Обозначени	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	9474,6
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	56
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			0,000631
	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	0,00013
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	Обозначени	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	L	км	1,0
1.4.	Время работы	t	час/пер	56
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1$			
	$M_{сек} = \frac{\dots}{3600}$	M _{сек}	г/сек	0,1083
	Коэффициент, зависящий от грузоподъемности	C ₁	(табл.9)	1,3
	Коэффициент, учитывающий средний скорост	C ₂	(табл.10)	0,6
	Коэффициент, учитывающий состояние до	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	0,0218
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МООС РК №100-п от 18.04.2008г				

Источник №0001, буровая установка ZJ-20**Источник выделения: 0001 01, Силовой привод**

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, $G_{FJMAX} = 18.06$ Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 5.71$ **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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 30 / 3600 = 0.1505$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 5.71 \cdot 30 / 10^3 = 0.1713$ **Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00602$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 5.71 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.006852$ **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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 39 / 3600 = 0.19565$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 5.71 \cdot 39 / 10^3 = 0.22269$ **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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 10 / 3600 = 0.05016666667$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 5.71 \cdot 10 / 10^3 = 0.0571$ **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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 25 / 3600 = 0.12541666667$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 5.71 \cdot 25 / 10^3 = 0.14275$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 12 / 3600 = 0.0602$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 5.71 \cdot 12 / 10^3 = 0.06852$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00602$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 5.71 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.006852$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 5 / 3600 = 0.02508333333$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 5.71 \cdot 5 / 10^3 = 0.02855$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1505	0.1713
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.19565	0.22269
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02508333333	0.02855
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.05016666667	0.0571
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.12541666667	0.14275
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00602	0.006852
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00602	0.006852
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0602	0.06852

Источник выделения: 0001 02, Насосный блок

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, $G_{FJMAX} = 57.276$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 18.10$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.276 \cdot 30 / 3600 =$
0.4773

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 18.1 \cdot 30 / 10^3 =$ **0.543**

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.276 \cdot 1.2 / 3600$
= 0.019092

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 18.1 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.02172**

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.276 \cdot 39 / 3600 =$
0.62049

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 18.1 \cdot 39 / 10^3 =$ **0.7059**

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.276 \cdot 10 / 3600 =$
0.1591

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 18.1 \cdot 10 / 10^3 =$ **0.181**

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.276 \cdot 25 / 3600 =$
0.39775

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 18.1 \cdot 25 / 10^3 =$ **0.4525**

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.276 \cdot 12 / 3600 =$
0.19092

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 18.1 \cdot 12 / 10^3 =$ **0.2172**

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.276 \cdot 1.2 / 3600 = 0.019092$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 18.1 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.02172$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.276 \cdot 5 / 3600 = 0.07955$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 18.1 \cdot 5 / 10^3 = 0.0905$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.4773	0.543
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.62049	0.7059
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.07955	0.0905
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1591	0.181
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.39775	0.4525
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.019092	0.02172
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.019092	0.02172
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.19092	0.2172

Источник выделения: 0001 03, Дизельная электростанция

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, $G_{FJMAX} = 33.4$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 0$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 10.56$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.4 \cdot 30 / 3600 = 0.2783333333$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 10.56 \cdot 30 / 10^3 = 0.3168$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_9 = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.4 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.01113333333

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 10.56 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.012672**

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_9 = **39**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.4 \cdot 39 / 3600 =$
0.36183333333

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 10.56 \cdot 39 / 10^3 =$ **0.41184**

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_9 = **10**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.4 \cdot 10 / 3600 =$
0.09277777778

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 10.56 \cdot 10 / 10^3 =$ **0.1056**

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_9 = **25**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.4 \cdot 25 / 3600 =$
0.23194444444

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 10.56 \cdot 25 / 10^3 =$ **0.264**

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_9 = **12**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.4 \cdot 12 / 3600 =$
0.11133333333

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 10.56 \cdot 12 / 10^3 =$ **0.12672**

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_9 = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.4 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.01113333333

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 10.56 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.012672**

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.4 \cdot 5 / 3600 =$
0.04638888889

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 10.56 \cdot 5 / 10^3 =$ **0.0528**

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.27833333333	0.3168
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.36183333333	0.41184
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.04638888889	0.0528
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.09277777778	0.1056
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.23194444444	0.264
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01113333333	0.012672
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01113333333	0.012672
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.11133333333	0.12672

Источник №0002, 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, $G_{FGGO} =$ **1.59**

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, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.59 \cdot 30 / 10^3 =$ **0.0477**

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, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.59 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.001908**

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, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.59 \cdot 39 / 10^3 =$ **0.06201**

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, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 10 / 3600 = 0.0433333333$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.59 \cdot 10 / 10^3 = 0.0159$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 25 / 3600 = 0.1083333333$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.59 \cdot 25 / 10^3 = 0.03975$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 12 / 3600 = 0.052$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.59 \cdot 12 / 10^3 = 0.01908$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0052$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.59 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.001908$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.6 \cdot 5 / 3600 = 0.0216666667$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.59 \cdot 5 / 10^3 = 0.00795$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.13	0.0477
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.169	0.06201
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0216666667	0.00795
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0433333333	0.0159
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1083333333	0.03975
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0052	0.001908
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0052	0.001908
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.052	0.01908

Источник №6005, емкость для топлива

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м ³ - 1шт.				
источник выбросов - дыхательный клапан.				
Общий расход:		35,96	т/г	
n		1,0	шт.	
h		6,0	м	
d		0,296	м	
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:				
· максимальные выбросы:				
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}$, г/с				
			(6.2.1)	0,0065 г/с
K_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 /с				
· 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)	0,0009 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;				
		$B_{\text{оз}}$ - 18,0		$B_{\text{вл}}$ - 18,0
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.				
				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: $M = C_i \cdot M / 100$, г/с				
			(5.2.4)	
Среднегодовые выбросы: $G = C_i \cdot G / 100$, т/г				
			(5.2.5)	
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные C_{12} - C_{19}	непредельные	ароматические	сероводород
C_i мас %	99,57	-	0,15	0,28
M_i , г/с	0,0065	-	-*)	0,000018
G_i , т/г	0,0009	-	-*)	0,000002
*) 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.				

Источник №6006, сварочный пост

Исходные данные:				
Марка электрода;			АНО-4	
Время работы, ч/год;			40	
Расход электрода, кг/год;			100	
Максимальный расход, кг/ч;			2,500	
Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:				
$M_{\text{год}} = \frac{B_{\text{год}} \times K_m^x}{10^6} \times (1 - \eta)$			(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;				
Максимальный разовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:			0	
$M_{\text{сек}} = \frac{K_m^x \times B_{\text{час}}}{3600} \times (1 - \eta)$				
(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	в том числе		
	аэрозоль	железо оксид	оксид марганца	пыль неорганич.
АНО-4, г/кг	17,8	15,73	1,66	0,41
$M_{\text{год}}$, т/г	0,00178	0,00157	0,00017	0,00004
$M_{\text{сек}}$, г/с	0,01236	0,01092	0,00115	0,00028
РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). Астана-2004г.				

Источник №0003, буровая установка ZJ-20

Источник выделения: 0003 01, силовой привод при освоении

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, $G_{FJMAX} = 18.06$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 1.73$

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, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 18.06 \cdot 30 / 3600 = 0.1505$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 1.73 \cdot 30 / 10^3 = 0.0519$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00602$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.73 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.002076$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 39 / 3600 = 0.19565$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.73 \cdot 39 / 10^3 = 0.06747$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 10 / 3600 = 0.05016666667$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.73 \cdot 10 / 10^3 = 0.0173$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 25 / 3600 = 0.12541666667$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.73 \cdot 25 / 10^3 = 0.04325$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 12 / 3600 = 0.0602$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.73 \cdot 12 / 10^3 = 0.02076$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00602$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.73 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.002076$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 18.06 \cdot 5 / 3600 = 0.0250833333$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 1.73 \cdot 5 / 10^3 = 0.00865$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1505	0.0519
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.19565	0.06747
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02508333333	0.00865
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.05016666667	0.0173
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.12541666667	0.04325
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00602	0.002076
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00602	0.002076
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0602	0.02076

Источник выделения: 0003 02, Насосный блок при освоении

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, $G_{FMAX} = 57.276$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 5.50$

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, $G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 57.276 \cdot 30 / 3600 = 0.4773$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 5.5 \cdot 30 / 10^3 = 0.165$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 57.276 \cdot 1.2 / 3600 = 0.019092$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 5.5 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0066$

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, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 57.276 \cdot 39 / 3600 =$
0.62049

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 5.5 \cdot 39 / 10^3 =$ **0.2145**

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, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 57.276 \cdot 10 / 3600 =$
0.1591

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 5.5 \cdot 10 / 10^3 =$ **0.055**

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, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 57.276 \cdot 25 / 3600 =$
0.39775

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 5.5 \cdot 25 / 10^3 =$ **0.1375**

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, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 57.276 \cdot 12 / 3600 =$
0.19092

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 5.5 \cdot 12 / 10^3 =$ **0.066**

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, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 57.276 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.019092

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 5.5 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.0066**

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 57.276 \cdot 5 / 3600 =$
0.07955

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 5.5 \cdot 5 / 10^3 =$ **0.0275**

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.4773	0.165
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.62049	0.2145
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.07955	0.0275

0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1591	0.055
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.39775	0.1375
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.019092	0.0066
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.019092	0.0066
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.19092	0.066

Источник выделения: 0003 03, Дизельная электростанция при освоении

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, $G_{FJMAX} = 33.4$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 0$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 4.38$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.4 \cdot 30 / 3600 = 0.2783333333$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 4.38 \cdot 30 / 10^3 = 0.1314$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0111333333$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 4.38 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.005256$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.4 \cdot 39 / 3600 = 0.3618333333$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 4.38 \cdot 39 / 10^3 = 0.17082$

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, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.4 \cdot 10 / 3600 =$
0.09277777778

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 4.38 \cdot 10 / 10^3 =$ **0.0438**

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, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.4 \cdot 25 / 3600 =$
0.23194444444

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 4.38 \cdot 25 / 10^3 =$ **0.1095**

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, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.4 \cdot 12 / 3600 =$
0.11133333333

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 4.38 \cdot 12 / 10^3 =$ **0.05256**

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, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.4 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.01113333333

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 4.38 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.005256**

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.4 \cdot 5 / 3600 =$
0.04638888889

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 4.38 \cdot 5 / 10^3 =$ **0.0219**

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.27833333333	0.1314
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.36183333333	0.17082
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.04638888889	0.0219
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.09277777778	0.0438
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.23194444444	0.1095
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01113333333	0.005256
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01113333333	0.005256
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в	0.11133333333	0.05256

	пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		
--	---	--	--

Источник №6007, емкость для топлива

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м³ - 1шт.
источник выбросов - дыхательный клапан.

Общий расход:		11,61	т/г			
n		1,0	шт.			
h		6,0	м			
d		0,296	м			

Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:

· максимальные выбросы:						
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}$				(6.2.1)	0,0065	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 зачак 6

· 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)	0,0008	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; $B_{\text{оз}}$ - 5,8 $B_{\text{вл}}$ - 5,8

C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³, принимается по Приложению 1 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. 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: $M = C_i \cdot M / 100$, г/с (5.2.4)

Среднегодовые выбросы: $G = C_i \cdot G / 100$, т/г (5.2.5)

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные $C_{12}-C_{19}$	предельный	ароматические	сероводород
C_i мас %	99,57	-	0,15	0,28
M_i г/с	0,0065	-	-*)	0,000018
G_i т/г	0,0008	-	-*)	0,000002

*) Условно отнесены к $C_{12}-C_{19}$

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.

Источник №6008, насос для перекачки нефти

С помощью насосных установок происходит перекачка нефти. В работе находится 1 насос типа «ЦНС-38/110». Параметры выбросов:			
n = 1;			
h = 1,5 м;			
d = 0,01 м;			
T = 20°C;			
Максимальный (разовый) выброс от одной единицы оборудования рассчитывается по формуле:			
$M_{\text{ср}} = \frac{Q}{3 \cdot 60}$, 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:			
$M_{\text{год}} = \frac{Q \cdot T}{10^3}$, т/г			
T – фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час; T			
T = 96	час при испытании 1 скважины;		
Максимальный выброс:			
МУВ= 0,05/3,6 г/с;		0,0139	г/с
Годовой выброс от 1 скважин:			
МУВ= 0,05*124,8/1000	т/г;	0,0048	т/г

Источник №6009, добывающие скважины

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	1		шт.
Время работы	96		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	2,89352		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,9994		доли/ед.
сероводород H ₂ S, с _{ji}	0,0006		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{\text{ну}} = \sum_{j=1} Y_{\text{ну}j} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{\text{ну}ij} \cdot n_j \cdot x_{\text{ну}ij} \cdot c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{ну j} – 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);			
с _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{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	
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,0000096	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуH₂S}	0,0004	г/с	
валовые выбросы, Y_{нуC₁-C₅}	0,00039	г/с	0,00014 т/г
валовые выбросы, Y_{нуH₂S}	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 газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Расчеты выбросов вредных веществ глубина 710м

Источник №6001 Подготовка площадки				
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	56
1.2.	Количество перерабатываемого грунта	Gп	т/пер	1713
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	30,59
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	0,03671
	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	0,0074

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

Источник №6002 Расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров и экскаваторов				
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	56
1.2.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	км	124,35
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	0,29844
	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	0,08595

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

Источник №6003 Расчет выбросов неорганической пыли, при работе автосамосвала				
№ п.п.	Наименование	Обозначени	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	9474,6
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	56
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			0,000631
	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	0,00013
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	Обозначени	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	L	км	1,0
1.4.	Время работы	t	час/пер	56
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1$			
	$M_{сек} = \frac{\dots}{3600}$	M _{сек}	г/сек	0,1083
	Коэффициент, зависящий от грузоподъемности	C ₁	(табл.9)	1,3
	Коэффициент, учитывающий средний скорост	C ₂	(табл.10)	0,6
	Коэффициент, учитывающий состояние до	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	0,0218
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МООС РК №100-п от 18.04.2008г				

Источник №0001, буровая установка ZJ-20**Источник выделения: 0001 01, Силовой привод**

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, $G_{FJMAX} = 18.06$ Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 7.00$ **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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 30 / 3600 = 0.1505$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7 \cdot 30 / 10^3 = 0.21$ **Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00602$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0084$ **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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 39 / 3600 = 0.19565$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7 \cdot 39 / 10^3 = 0.273$ **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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 10 / 3600 = 0.05016666667$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7 \cdot 10 / 10^3 = 0.07$ **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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 25 / 3600 = 0.12541666667$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7 \cdot 25 / 10^3 = 0.175$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 12 / 3600 = 0.0602$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7 \cdot 12 / 10^3 = 0.084$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00602$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0084$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 5 / 3600 = 0.02508333333$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7 \cdot 5 / 10^3 = 0.035$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1505	0.21
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.19565	0.273
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02508333333	0.035
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.05016666667	0.07
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.12541666667	0.175
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00602	0.0084
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00602	0.0084
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0602	0.084

Источник выделения: 0001 02, Насосный блок

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, $G_{FJMAX} = 57.276$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 22.21$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.276 \cdot 30 / 3600 = 0.4773$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.21 \cdot 30 / 10^3 = 0.6663$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.276 \cdot 1.2 / 3600 = 0.019092$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.21 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.026652$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.276 \cdot 39 / 3600 = 0.62049$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.21 \cdot 39 / 10^3 = 0.86619$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.276 \cdot 10 / 3600 = 0.1591$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.21 \cdot 10 / 10^3 = 0.2221$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.276 \cdot 25 / 3600 = 0.39775$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.21 \cdot 25 / 10^3 = 0.55525$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.276 \cdot 12 / 3600 = 0.19092$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.21 \cdot 12 / 10^3 = 0.26652$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 57.276 \cdot 1.2 / 3600 = 0.019092$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 22.21 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.026652$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 57.276 \cdot 5 / 3600 = 0.07955$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 22.21 \cdot 5 / 10^3 = 0.11105$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.4773	0.6663
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.62049	0.86619
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.07955	0.11105
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1591	0.2221
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.39775	0.55525
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.019092	0.026652
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.019092	0.026652
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.19092	0.26652

Источник выделения: 0001 03, Дизельная электростанция

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, $G_{FJMAX} = 33.4$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 12.95$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.4 \cdot 30 / 3600 = 0.2783333333$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 12.95 \cdot 30 / 10^3 = 0.3885$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_9 = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.4 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.01113333333

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 12.95 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.01554**

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_9 = **39**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.4 \cdot 39 / 3600 =$
0.36183333333

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 12.95 \cdot 39 / 10^3 =$ **0.50505**

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_9 = **10**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.4 \cdot 10 / 3600 =$
0.09277777778

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 12.95 \cdot 10 / 10^3 =$ **0.1295**

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_9 = **25**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.4 \cdot 25 / 3600 =$
0.23194444444

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 12.95 \cdot 25 / 10^3 =$ **0.32375**

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_9 = **12**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.4 \cdot 12 / 3600 =$
0.11133333333

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 12.95 \cdot 12 / 10^3 =$ **0.1554**

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E_9 = **1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.4 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.01113333333

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 12.95 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.01554**

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.4 \cdot 5 / 3600 = 0.04638888889$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 12.95 \cdot 5 / 10^3 = 0.06475$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.27833333333	0.3885
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.36183333333	0.50505
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.04638888889	0.06475
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.09277777778	0.1295
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.23194444444	0.32375
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01113333333	0.01554
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01113333333	0.01554
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.11133333333	0.1554

Источник №0002, 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, $G_{FGGO} = 1.97$

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, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.97 \cdot 30 / 10^3 = 0.0591$

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, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.97 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.002364$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 15.6 \cdot 39 / 3600 = 0.169$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 1.97 \cdot 39 / 10^3 = 0.07683$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 15.6 \cdot 10 / 3600 = 0.0433333333$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 1.97 \cdot 10 / 10^3 = 0.0197$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 15.6 \cdot 25 / 3600 = 0.1083333333$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 1.97 \cdot 25 / 10^3 = 0.04925$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 15.6 \cdot 12 / 3600 = 0.052$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 1.97 \cdot 12 / 10^3 = 0.02364$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 15.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0052$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 1.97 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.002364$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 15.6 \cdot 5 / 3600 = 0.0216666667$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 1.97 \cdot 5 / 10^3 = 0.00985$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.13	0.0591

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.169	0.07683
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02166666667	0.00985
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.04333333333	0.0197
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.10833333333	0.04925
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0052	0.002364
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0052	0.002364
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.052	0.02364

Источник №6005, емкость для топлива

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м ³ - 1шт.				
источник выбросов - дыхательный клапан.				
Общий расход:		44,14	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:				
$M = \frac{C_i \times K_p^{\max} \times V_{ch}^{\max}}{3600}$			(6.2.1)	0,0065 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 / 6				
годовые выбросы:				
$G = (Y_{oz} \times B_{oz} + Y_{vl} \times B_{vl}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{xp} \times K_{nп} \times N_p$			(6.2.2)	0,0009 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} - 22,1	B_{vl} - 22,1	
C_i - 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
$K_{nп}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;				0,0029
N_p - количество резервуаров, шт.				1
Значения концентраций алканы C12-C19 (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (C _i 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 C12-C19	непредельные	ароматические	сероводород
C _i мас %	99,57	-	0,15	0,28
M _i , г/с	0,0065	-	-*)	0,000018
G _i , т/г	0,0009	-	-*)	0,000003
*) 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.				

Источник №6006, сварочный пост

Исходные данные:				
Марка электрода;			АНО-4	
Время работы, ч/год;			40	
Расход электрода, кг/год;			100	
Максимальный расход, кг/ч;			2,500	
Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:				
$M_{\text{год}} = \frac{B_{\text{год}} \times K_m^x}{10^6} \times (1 - \eta)$			(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;				
Максимальный разовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:			0	
$M_{\text{сек}} = \frac{K_m^x \times B_{\text{час}}}{3600} \times (1 - \eta)$				
(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	в том числе		
	аэрозоль	железо оксид	оксид марганца	пыль неорганич.
АНО-4, г/кг	17,8	15,73	1,66	0,41
$M_{\text{год}}$, т/г	0,00178	0,00157	0,00017	0,00004
$M_{\text{сек}}$, г/с	0,01236	0,01092	0,00115	0,00028
РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). Астана-2004г.				

Источник №0003, буровая установка ZJ-20

Источник выделения: 0003 01, силовой привод при освоении

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, $G_{FJMAX} = 18.06$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 1.73$

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, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 18.06 \cdot 30 / 3600 = 0.1505$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 1.73 \cdot 30 / 10^3 = 0.0519$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00602$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.73 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.002076$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 39 / 3600 = 0.19565$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.73 \cdot 39 / 10^3 = 0.06747$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 10 / 3600 = 0.05016666667$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.73 \cdot 10 / 10^3 = 0.0173$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 25 / 3600 = 0.12541666667$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.73 \cdot 25 / 10^3 = 0.04325$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 12 / 3600 = 0.0602$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.73 \cdot 12 / 10^3 = 0.02076$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00602$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.73 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.002076$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FMAX} \cdot E_э / 3600 = 18.06 \cdot 5 / 3600 = 0.0250833333$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.73 \cdot 5 / 10^3 = 0.00865$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1505	0.0519
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.19565	0.06747
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02508333333	0.00865
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.05016666667	0.0173
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.12541666667	0.04325
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00602	0.002076
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00602	0.002076
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0602	0.02076

Источник выделения: 0003 02, Насосный блок при освоении

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, $G_{FMAX} = 57.276$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 5.5$

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, $_G = G_{FMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.276 \cdot 30 / 3600 = 0.4773$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 5.5 \cdot 30 / 10^3 = 0.165$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FMAX} \cdot E_э / 3600 = 57.276 \cdot 1.2 / 3600 = 0.019092$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 5.5 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0066$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 57.276 \cdot 39 / 3600 = 0.62049$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 5.5 \cdot 39 / 10^3 = 0.2145$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 57.276 \cdot 10 / 3600 = 0.1591$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 5.5 \cdot 10 / 10^3 = 0.055$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 57.276 \cdot 25 / 3600 = 0.39775$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 5.5 \cdot 25 / 10^3 = 0.1375$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 57.276 \cdot 12 / 3600 = 0.19092$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 5.5 \cdot 12 / 10^3 = 0.066$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 57.276 \cdot 1.2 / 3600 = 0.019092$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 5.5 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0066$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 57.276 \cdot 5 / 3600 = 0.07955$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 5.5 \cdot 5 / 10^3 = 0.0275$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.4773	0.165

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.62049	0.2145
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.07955	0.0275
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1591	0.055
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.39775	0.1375
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.019092	0.0066
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.019092	0.0066
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.19092	0.066

Источник выделения: 0003 03, Дизельная электростанция при освоении

Источник выделения: 0003 03, Дизельная электростанция при освоении

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, $G_{FJMAX} = 33.4$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 4.38$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.4 \cdot 30 / 3600 = 0.2783333333$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 4.38 \cdot 30 / 10^3 = 0.1314$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0111333333$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 4.38 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.005256$

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, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.4 \cdot 39 / 3600 = 0.3618333333$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 4.38 \cdot 39 / 10^3 = 0.17082$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.4 \cdot 10 / 3600 =$
0.09277777778

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 4.38 \cdot 10 / 10^3 =$ **0.0438**

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.4 \cdot 25 / 3600 =$
0.23194444444

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 4.38 \cdot 25 / 10^3 =$ **0.1095**

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.4 \cdot 12 / 3600 =$
0.11133333333

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 4.38 \cdot 12 / 10^3 =$ **0.05256**

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.4 \cdot 1.2 / 3600 =$
0.01113333333

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 4.38 \cdot 1.2 / 10^3 =$ **0.005256**

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.4 \cdot 5 / 3600 =$
0.04638888889

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 4.38 \cdot 5 / 10^3 =$ **0.0219**

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.27833333333	0.1314
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.36183333333	0.17082
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.04638888889	0.0219
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.09277777778	0.0438
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.23194444444	0.1095
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01113333333	0.005256
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01113333333	0.005256

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.11133333333	0.05256
------	---	---------------	---------

Источник №6007, емкость для топлива

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м ³ - 1шт.				
источник выбросов - дыхательный клапан.				
Общий расход:		11,61	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:				
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_q^{\max}}{3600} \text{ , г/с}$				
			(6.2.1)	0,0065 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				
годовые выбросы:				
$G = (Y_{oz} \times B_{oz} + Y_{вл} \times B_{вл}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{хр} \times K_{нп} \times N_p \text{ , т/год}$				
			(6.2.2)	0,0008 т/год
где:				
Y _{оз} , Y _{вл} - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;				
		Y _{оз} - 2,36		Y _{вл} - 3,15
B _{оз} , B _{вл} - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;				
		B _{оз} - 5,8		B _{вл} - 5,8
C ₁ - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 13,92				
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 C12-C19 (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 C12-C19	предельные	ароматические	сероводород
C _i мас %	99,57	-	0,15	0,28
M _i , г/с	0,0065	-	-*)	0,000018
G _i , т/г	0,0008	-	-*)	0,000002
*) Условно отнесены к C ₁₂ -C ₁₉				
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.				

Источник №6008, насос для перекачки нефти

С помощью насосных установок происходит перекачка нефти. В работе находится 1 насос									
типа «ЦНС-38/110». Параметры выбросов:									
n = 1;									
h = 1,5 м;									
d = 0,01 м;									
T = 20°C;									
Максимальный (разовый) выброс от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:									
$M_{\text{сек}} = \frac{Q}{3 \cdot 60}, \text{ г/с}$									
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:									
$M_{\text{год}} = \frac{Q \cdot T}{10^3}, \text{ т/г}$									
T – фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час; T									
T = 96		час при испытании 1 скважины;							
Максимальный выброс:									
МУВ= 0,05/3,6 г/с;						0,0139	г/с		
Годовой выброс от 1 скважин:									
МУВ= 0,05*124,8/1000 т/г;						0,0048	т/г		

Источник №6009, добывающие скважины

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Количество	1			шт.
Время работы	96			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	2,89352			
углеводород C ₁ -C ₅ , c _{ji}	0,9994			доли/ед.
сероводород H ₂ S, c _{ji}	0,0006			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6			шт.
ЗРА, шт; n _j	3			шт.
Расчеты:				
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{m=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Y _{nyj} – 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 _{nyj} – 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 _{nyj} – 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 – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{nyj}	0,000288	кг/час		
утечки от ЗРА, g _{nyj}	0,006588	кг/час		
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,02	доли/ед		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,07	доли/ед		
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,0000096	г/с		
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}	0,0004	г/с		
валовые выбросы, Y_{nyC₁-C₅}	0,00039	г/с	0,00014	м/г
валовые выбросы, Y_{nyH₂S}	0,0000002	г/с	0,0000001	м/г
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196				

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу на период эксплуатации на 2024г

Источник № 0004 Печь подогрева ПП-16/150 на 2024г							
Вид топлива - попутный газ. Печь. марки ПП-16/150							
Исходные данные:							
общий расход газа:				238 000	м³/год		
				28	м³/час		
	n			1	шт.		
	h			11	м		
	d			0,5	м		
	T			800	°C		
	p			0,706	кг/м³		
Время работы:				8616	ч/г		
Годовой расход газа, В:				168028,0	кг/г		168,0280 т/г
Секундный расход топлива, Вс:				19,5	кг/ч		5,417 г/с
При определении количества выбросов оксидов серы в пересчете на SO2: на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных:							
					общ. сера		0,00000000 %
					меркап.сера		0,00017000 %
					сероводород		0,00011600 %
Количество выбросов сернистого ангидрида, при сжигании в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
$P_{SO2} = B * [2 * S_r * b + 1,88 * (H2S) * (1-b)] * 10^{-2}$							
где, В-расход натурального топлива (т/г, г/с);							
b - массовая доля жидкого топлива							
							1 ;
							;
			P_{SO2}	0,00003	г/с	0,00094	т/г
Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:							
$P_{CO} = 1,5 * B * 10^{-3}$							
			P_{CO}	0,00813	г/сек	0,2520	т/год
Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
$P_{NOx} = V_r * C_{NOx}$, кг/час			P_{NOx}	0,000525	кг/час		
			P_{NOx}	0,0001458	г/с	0,004522	т/год
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO2:							
$C_{NOx} = 1,073 * 180 * (Q_{ф}/Q_p) * a_{0,5} * (V_{сг}/V_r) * 10^{-6}$							
где:							
Отношение $V_{сг}/V_r$ при коэффициентах избытка воздуха α , принимается по таблице 5.1:							
где - $Q_{ф} = (29,4 * \sum B_u) / n$ - фактическая средняя теплотеплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),							
n- количество форсунок			$Q_{ф} =$	86,00318942	МДж/ч		
Q_p - расчетная теплотеплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту).			n	10 шт		7117,9	МДж/ч
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)							
$M_{NO2} = 0,8 M_{NOx}$			$M_{NO2} * P_{NOx} =$	0,00012	т/с	0,0036	т/год
μ_{NO}							
$M_{NO} = (1-0,8)M_{NOx} = 0,13M_{NOx}$			$M_{NO} * P_{NOx} =$	0,00002	т/с	0,0006	т/год
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.							
Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :							
$P_{CH4} = 1,5 * B * 10^{-3}$, кг/ч			P_{CH4}	0,0081	г/с	0,2520	т/год
Марка печи	Расход, м³/час	Время работы	Число форсунок	Ор, МДж/ч	Наименование ЗВ	г/с	т/г
ПП - 16/150	28	8616	10	7117,9	сернистый ангидрид	0,00003	0,00094
					оксид углерода	0,00813	0,25204
					диоксид азота	0,00012	0,00362
					оксид азота	0,00002	0,00059
					метан	0,00813	0,25204
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:							
$V_r = 7,84 * a * B * \sum \varepsilon$, где						252,276	м³/ч
В - расход топлива, кг/час						19,5	кг/час
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах						1,1	
$\sum \varepsilon$ -энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)						1,5	
Объем газов на выходе из дымовой трубы:							
$V = \frac{V_r * (273 + t)}{273 * 3600}$						0,28	м³/с
где В - расход топлива;						19,50	кг/ч
t - температура уходящих газов;						800	°C
Скорость газов на выходе из дымовых труб:							
$W = V / F$, где $F = (n * d^2) / 4$ - сечение дымовой трубы						1,403	м/с
Сборник методов по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов							

Источник № 0004 Печь, подогрева ПТ-16/150 на 2025г							
Вид топлива - попутный газ газ. Печь марки ПТ-16/150							
Исходные данные:							
общий расход газа:		227 000 м ³ /год					
		26 м ³ /час					
n		1 шт.					
h		11 м					
d		0,5 м					
T		800 °C					
ρ		0,706 кг/м ³					
Время работы:		8616 ч/г					
Годовой расход газа, В:		160262,0 кг/г				160,2620 т/г	
Секундный расход топлива, В _с :		18,6 кг/ч				5,167 т/с	
При определении количества выбросов оксидов серы в пересчете на SO ₂ на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных:							
				общ. сера		0,00000000 %	
				меркап.сера		0,00017000 %	
				сероуглерод		0,00011600 %	
Количество выбросов сернистого ангидрида, при сжигании в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
Pso ₂ = B*(2*Si*b+1,88*[H ₂ S]*(1-b))*10-2,							
где, В-расход натурального топлива (т/г, т/с);							
b - массовая доля жидкого топлива							
				P SO ₂		0,00003 т/с	
						0,00089 т/г	
Количество оксиды углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:							
Pco = 1,5* В *10-3,				P CO		0,00775 т/сек	
						0,2404 т/год	
Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
PNO _x = Vt*С*NO _x , кг/час				PNO _x		0,000477 кг/час	
				PNO _x		0,0001326 т/с	
						0,004114 т/год	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ :							
CNO _x =1,073*180*(Qф/Qp)*α0,5*(Vct/Vt)*10-6				CNO _x		0,000002 кг/м3	
где:							
Отношение Vct/Vt при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1:						Vct/Vt= 0,85	
где - QФ= (29,4*Э*В)/п -фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),							
				QФ=		82,02825209 МДж/ч	
п- количество форсунок				n		10 шт	
Q _ф – расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту),						7117,9 МДж/ч	
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)							
MNO ₂ = 0,8 MNO _x ,				MNO ₂ * PNO _x =		0,00011 т/с	
						0,0033 т/год	
MNO = (1-0,8)MNO _x ----- = 0,13MNO _x ,				MNO * PNO _x =		0,00002 т/с	
						0,0005 т/год	
где μNO и μNO ₂ молекулярный вес NO и NO ₂ , равный 30 и 46 соответственно;							
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.							
Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :							
PCH ₄ = 1,5* В *10-3, кг/ч				PCH ₄		0,0078 т/с	
						0,2404 т/год	
Марка печи	Расход, м ³ /час	Время работы	Число форсунок	Qp, МДж/ч	Наименование ЗВ	т/с	т/г
ПТ - 16/150	26	8616	10	7117,9	сернистый ангидрид	0,00003	0,00089
					оксид углерода	0,00775	0,24039
					диоксид азота	0,00011	0,00329
					оксид азота	0,00002	0,00053
					метан	0,00775	0,24039
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:							
Vt = 7,84*а*В*Э, где				240,616 м ³ /ч			
В - расход топлива, кг/час				18,6 кг/час			
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах				1,1			
Э –энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)				1,5			
Объем газов на выходе из дымовой трубы:							
V = Vt * (273 + t),				0,26 м ³ /с			
273 * 3600							
где В - расход топлива;				18,60 кг/ч			
t - температура уходящих газов;				800 °C			
Скорость газов на выходе из дымовых труб:							
W = V / F, где F = (π * d ²) / 4 - сечение дымовой трубы				1,339 м/с			
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов							

Источник № 0004 Печь, подогрева ПТ-16/150 на 2026г									
Вид топлива - попутный газ газ. Печь марки ПТ-16/150									
Исходные данные:									
общий расход газа:									
213 000 м³/год									
25 м³/час									
n 1 шт.									
h 11 м									
d 0,5 м									
T 800 °C									
ρ 0,706 кг/м³									
Время работы:									
8616 ч/г									
Годовой расход газа, В:									
150378,0 кг/г									
150,3780 т/г									
Секундный расход топлива, Вс:									
17,5 кг/ч									
4,848 т/с									
При определении количества выбросов оксидов серы в пересчете на SO2 на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных:									
общ. сера									
0,00000000 %									
меркап. сера									
0,00017000 %									
сероуглерод									
0,00011600 %									
Количество выбросов сернистого ангидрида, при сжигании в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:									
PSO2 = B*(2*Si*b+1,88*[H2S]*(1-b))*10-2,									
где, В-расход натурального топлива (т/г, т/с);									
b - массовая доля жидкого топлива									
1 ;									
;									
PSO2 0,00003 т/с									
0,00084 т/г									
Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:									
PCO = 1,5* В * 10-3,									
PCO 0,00727 т/сек									
0,2256 т/год									
Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:									
PNOX = Vr*C*NOx, кг/час									
PNOX 0,000420 кг/час									
PNOX 0,0001168 т/с									
0,003622 т/год									
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO2:									
CNOx=1,073*180*(Qф/Qp)*α0,5*(Vcr/Vr)*10-6									
CNOx 0,000002 кг/м3									
где:									
Отношение Vcr/Vr при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1:									
Vcr/Vr= 0,85									
где - QФ= (29,4*Э*В)/п -фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),									
QФ= 76,96924095 МДж/ч									
n- количество форсунок									
n 10 шт									
7117,9 МДж/ч									
Qф - расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту),									
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)									
MNO2 = 0,8 MNOx,									
MNO2 * PNOx = 0,00009 т/с									
0,0029 т/год									
MNO = (1-0,8)MNOx ----- = 0,13MNOx,									
MNO * PNOx = 0,00002 т/с									
0,0005 т/год									
где μNO и μNO2 молекулярный вес NO и NO2, равный 30 и 46 соответственно;									
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.									
Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :									
PCM4 = 1,5* В * 10-3, кг/ч									
PCM4 0,0073 т/с									
0,2256 т/год									
Марка печи	Расход, м³/час	Время работы	Число форсунок	Qр, МДж/ч	Наименование ЗВ	т/с	т/г		
ПТ - 16/150	25	8616	10	7117,9	сернистый ангидрид	0,00003	0,00084		
					оксид углерода	0,00727	0,22557		
					диоксид азота	0,00009	0,00290		
					оксид азота	0,00002	0,00047		
метан	0,00727	0,22557							
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:									
Vг = 7,84*а*В*Э, где									
225,776 м³/ч									
В - расход топлива, кг/час									
17,5 кг/час									
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах									
1,1									
Э -энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)									
1,5									
Объем газов на выходе из дымовой трубы:									
V = Vг * (273 + t),									
0,25 м³/с									
273 * 3600									
где В - расход топлива;									
17,45 кг/ч									
t - температура уходящих газов;									
800 °C									
Скорость газов на выходе из дымовых труб:									
W = V / F, где F = (π * d²) / 4 - сечение дымовой трубы									
1,256 м/с									
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов									

Источник № 0004 Печь, подогрева ПТ-16/150 на 2027 г							
Вид топлива - попутный газ газ. Печь марки ПТ-16/150							
Исходные данные:							
общий расход газа:		220 500 м ³ /год					
		26 м ³ /час					
n		1 шт.					
h		11 м					
d		0,5 м					
T		800 °C					
ρ		0,706 кг/м ³					
Время работы:		8616 ч/г					
Годовой расход газа, В:		155673,0 кг/г				155,6730 т/г	
Секундный расход топлива, В _с :		18,1 кг/ч				5,019 т/с	
При определении количества выбросов оксидов серы в пересчете на SO ₂ на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных:							
				общ. сера		0,00000000 %	
				меркап.сера		0,00017000 %	
				сероуглерод		0,00011600 %	
Количество выбросов сернистого ангидрида, при сжигании в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
$PSO_2 = B * (2 * S * b + 1,88 * [H_2S] * (1 - b)) * 10^{-2}$							
где, В-расход натурального топлива (т/г, т/с);							
b - массовая доля жидкого топлива							
				PSO_2		0,00003 т/с	
						0,00087 т/г	
Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:							
$PCO = 1,5 * B * 10^{-3}$				PCO		0,00753 т/сек	
						0,2335 т/год	
Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
$PN_{ox} = V_{гр} * C_{NOx} \text{ кг/час}$				PN_{ox}		0,000450 кг/час	
				PN_{ox}		0,0001251 т/с	
						0,003881 т/год	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ :							
$CNOx = 1,073 * 180 * (Q_{ф}/Q_p) * \alpha_{0,5} * (V_{гр}/V_t) * 10^{-6}$				$CNOx$		0,000002 кг/м ³	
где:							
Отношение $V_{гр}/V_t$ при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1:							
где - $Q_{ф} = (29,4 * \Delta T) / \eta$ - фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),				$V_{гр}/V_t =$		0,85	
				$Q_{ф} =$		79,67942549 МДж/ч	
n - количество форсунок				n		10 шт	
Q_p - расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту),						7117,9 МДж/ч	
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)							
$MNO_2 = 0,8 MNO_x$				$MNO_2 * PN_{ox} =$		0,00010 т/с	
						0,0031 т/год	
$MNO = (1 - 0,8) MNO_x$				$MNO * PN_{ox} =$		0,00002 т/с	
						0,0005 т/год	
где μ_{NO} и μ_{NO_2} молекулярный вес NO и NO ₂ , равный 30 и 46 соответственно;							
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.							
Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле:							
$PCN_4 = 1,5 * B * 10^{-3}$, кг/ч				PCN_4		0,0075 т/с	
						0,2335 т/год	
Марка печи	Расход, м ³ /час	Время работы	Число форсунок	Ор, МДж/ч	Наименование ЗВ	т/с	т/с
ПТ - 16/150	26	8616	10	7117,9	сернистый ангидрид	0,00003	0,00087
					оксид углерода	0,00753	0,23351
					диоксид азота	0,00010	0,00311
					оксид азота	0,00002	0,00050
метан	0,00753	0,23351					
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:							
$V_t = 7,84 * a * B * \Delta T$, где				233,726 м ³ /ч			
В - расход топлива, кг/час				18,1 кг/час			
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах				1,1			
ΔT - энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)				1,5			
Объем газов на выходе из дымовой трубы:							
$V = \frac{V_t * (273 + t)}{273 * 3600}$				0,26 м ³ /с			
где В - расход топлива;				18,07 кг/ч			
t - температура уходящих газов;				800 °C			
Скорость газов на выходе из дымовых труб:							
$W = V / F$, где $F = (\pi * d^2) / 4$ - сечение дымовой трубы				1,300 м/с			
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов							

Источник № 0004 Печь, подогрева ПТ-16/150 на 2028г							
Вид топлива - попутный газ газ. Печь марки ПТ-16/150							
Исходные данные:							
общий расход газа:				229 000	м³/год		
				27	м³/час		
n				1	шт.		
h				11	м		
d				0,5	м		
T				800	°C		
ρ				0,706	кг/м³		
Время работы:				8616	ч/г		
Годовой расход газа, В:				161674,0	кг/г		161,6740 т/г
Секундный расход топлива, В _с :				18,8	кг/ч		5,212 т/с
При определении количества выбросов оксидов серы в пересчете на SO ₂ на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных:							
				общ. сера		0,00000000	%
				меркап. сера		0,00017000	%
				сероуглерод		0,00011600	%
Количество выбросов сернистого ангидрида, при сжигании в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
$PSO_2 = B * (2 * S * b + 1,88 * [H_2S] * (1 - b)) * 10^{-2}$							
где, В-расход натурального топлива (т/г, т/с);							
b - массовая доля жидкого топлива							
				PSO_2	0,00003	г/с	0,00090 т/г
Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:							
$PCO = 1,5 * B * 10^{-3}$				PCO	0,00782	г/сек	0,2425 т/год
Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
$PN_{Ox} = V_{гр} * C_{NOx}$, кг/час				PN_{Ox}	0,000486	кг/час	
				PN_{Ox}	0,0001350	г/с	0,004186 т/год
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ :							
$CNOx = 1,073 * 180 * (Q_{ф}/Q_p) * \alpha_{0,5} * (V_{гр}/V_t) * 10^{-6}$				$CNOx$	0,000002	кг/м³	
где:							
Отношение $V_{гр}/V_t$ при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1:							
где - $Q_{ф} = (29,4 * \Delta T) / \eta$ - фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),				$V_{гр}/V_t =$	0,85		
				$Q_{ф} =$	82,75096797	МДж/ч	
n- количество форсунок				n	10	шт	
Q_p - расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту),						7117,9	МДж/ч
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)							
$MNO_2 = 0,8 MNO_x$,				$MNO_2 * PN_{Ox} =$	0,00011	т/с	0,0033 т/год
$MNO = (1 - 0,8) MNO_x$ ----- = 0,13 MNO_x				$MNO * PN_{Ox} =$	0,00002	т/с	0,0005 т/год
где μ_{NO} и μ_{NO_2} молекулярный вес NO и NO ₂ , равный 30 и 46 соответственно;							
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.							
Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :							
$PCN_4 = 1,5 * B * 10^{-3}$, кг/ч				PCN_4	0,0078	г/с	0,2425 т/год
Марка печи	Расход, м³/час	Время работы	Число форсунок	Ор, МДж/ч	Наименование ЗВ	г/с	т/с
ПТ - 16/150	27	8616	10	7117,9	сернистый ангидрид	0,00003	0,00090
					оксид углерода	0,00782	0,24251
					диоксид азота	0,00011	0,00335
					оксид азота	0,00002	0,00054
метан	0,00782	0,24251					
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:							
$V_t = 7,84 * a * B * \Delta T$, где						242,736	м³/ч
В - расход топлива, кг/час						18,8	кг/час
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах						1,1	
ΔT - энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)						1,5	
Объем газов на выходе из дымовой трубы:							
$V = \frac{V_t * (273 + t)}{273 * 3600}$						0,27	м³/с
где В - расход топлива;						18,76	кг/ч
t - температура уходящих газов;						800	°C
Скорость газов на выходе из дымовых труб:							
$W = V / F$, где $F = (\pi * d^2) / 4$ - сечение дымовой трубы						1,350	м/с
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов							

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник № 0004 Печь, подогрева ПТ-16/150 на 2029 г							
Вид топлива - попутный газ газ. Печь марки ПТ-16/150							
Исходные данные:							
общий расход газа:		227 000 м ³ /год					
		26 м ³ /час					
n		1 шт.					
h		11 м					
d		0,5 м					
T		800 °C					
ρ		0,706 кг/м ³					
Время работы:		8616 ч/г					
Годовой расход газа, В:		160262,0 кг/г				160,2620 т/г	
Секундный расход топлива, В _с :		18,6 кг/ч				5,167 т/с	
При определении количества выбросов оксидов серы в пересчете на SO ₂ на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных:							
				общ. сера		0,00000000 %	
				меркап. сера		0,00017000 %	
				сероуглерод		0,00011600 %	
Количество выбросов сернистого ангидрида, при сжигании в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
P _{SO2} = B*(2*Si*b+1,88*[H2S]*(1-b))*10-2,							
где, В-расход натурального топлива (т/г, т/с);							
b - массовая доля жидкого топлива							
		P _{SO2}		0,00003 т/с		0,00089 т/г	
Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:							
P _{CO} = 1,5* В * 10-3,		P _{CO}		0,00775 т/сек		0,2404 т/год	
Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
P _{NOx} = Vt*С*NO _x , кг/час		P _{NOx}		0,000477 кг/час			
		P _{NOx}		0,0001326 т/с		0,004114 т/год	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ :							
CNO _x =1,073*180*(Qф/Qp)*α0,5*(Vct/Vt)*10-6		CNO _x		0,000002 кг/м3			
где:							
Отношение Vct/Vt при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1:							
где - QФ= (29,4*Э*В)/п -фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),		Vct/Vt=		0,85			
p- количество форсунок		n		10 шт		7117,9 МДж/ч	
Q _p – расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту),							
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)							
MNO ₂ = 0,8 MNO _x ,		MNO ₂ * PNO _x =		0,00011 т/с		0,0033 т/год	
MNO = (1-0,8)MNO _x ----- = 0,13MNO _x ,		MNO * PNO _x =		0,00002 т/с		0,0005 т/год	
где μNO и μNO ₂ молекулярный вес NO и NO ₂ , равный 30 и 46 соответственно;							
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.							
Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :							
PCH ₄ = 1,5* В * 10-3, кг/ч		PCH ₄		0,0078 т/с		0,2404 т/год	
Марка печи	Расход, м ³ /час	Время работы	Число форсунок	Qp, МДж/ч	Наименование ЗВ	т/с	т/г
ПТ - 16/150	26	8616	10	7117,9	сернистый ангидрид	0,00003	0,00089
					оксид углерода	0,00775	0,24039
					диоксид азота	0,00011	0,00329
					оксид азота	0,00002	0,00053
метан	0,00775	0,24039					
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:							
V _г = 7,84*а*В*Э, где						240,616 м ³ /ч	
В - расход топлива, кг/час						18,6 кг/час	
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах						1,1	
Э –энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)						1,5	
Объем газов на выходе из дымовой трубы:							
V = V _г * (273 + t) / 273 * 3600						0,26 м ³ /с	
где В - расход топлива;						18,60 кг/ч	
t - температура уходящих газов;						800 °C	
Скорость газов на выходе из дымовых труб:							
W = V / F, где F = (π * d ²) / 4 - сечение дымовой трубы						1,339 м/с	
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов							

Источник № 0004 Печь, подогрева ПТ-16/150 на 2030 г							
Вид топлива - попутный газ газ. Печь марки ПТ-16/150							
Исходные данные:							
общий расход газа:		215 500 м ³ /год					
		25 м ³ /час					
n		1 шт.					
h		11 м					
d		0,5 м					
T		800 °C					
ρ		0,706 кг/м ³					
Время работы:		8616 ч/г					
Годовой расход газа, В:		152143,0 кг/г				152,1430 т/г	
Секундный расход топлива, В _с :		17,7 кг/ч				4,905 т/с	
При определении количества выбросов оксидов серы в пересчете на SO ₂ на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных:							
				общ. сера		0,00000000 %	
				меркап.сера		0,00017000 %	
				сероуглерод		0,00011600 %	
Количество выбросов сернистого ангидрида, при сжигании в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
$PSO_2 = B * (2 * S * b + 1,88 * [H_2S] * (1 - b)) * 10^{-2}$							
где, В-расход натурального топлива (т/г, т/с);							
b - массовая доля жидкого топлива							
				PSO_2		0,00003 т/с	
						0,00085 т/г	
Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:							
$PCO = 1,5 * B * 10^{-3}$				PCO		0,00736 т/сек	
						0,2282 т/год	
Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
$PN_{Ox} = V_{гр} * C_{NOx}$, кг/час				PN_{Ox}		0,000430 кг/час	
				PN_{Ox}		0,0001195 т/с	
						0,003707 т/год	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ :							
$CNOx = 1,073 * 180 * (Q_{ф}/Q_p) * a_{0,5} * (V_{гр}/V_t) * 10^{-6}$				$CNOx$		0,000002 кг/м ³	
где:							
Отношение $V_{гр}/V_t$ при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1:							
где - $Q_{ф} = (29,4 * Э * В) / n$ - фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),				$V_{гр}/V_t =$		0,85	
				$Q_{ф} =$		77,87263579 МДж/ч	
n - количество форсунок				n		10 шт	
Q_p - расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту),						7117,9 МДж/ч	
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)							
$MNO_2 = 0,8 MNO_x$,				$MNO_2 * PN_{Ox} =$		0,00010 т/с	
						0,0030 т/год	
$MNO = (1 - 0,8) MNO_x$ ----- = 0,13 MNO _x ,				$MNO * PN_{Ox} =$		0,00002 т/с	
						0,0005 т/год	
где MNO и MNO_2 молекулярный вес NO и NO ₂ , равный 30 и 46 соответственно;							
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.							
Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :							
$PCN_4 = 1,5 * B * 10^{-3}$, кг/ч				PCN_4		0,0074 т/с	
						0,2282 т/год	
Марка печи	Расход, м ³ /час	Время работы	Число форсунок	Ор, МДж/ч	Наименование ЗВ	т/с	т/г
ПТ - 16/150	25	8616	10	7117,9	сернистый ангидрид	0,00003	0,00085
					оксид углерода	0,00736	0,22821
					диоксид азота	0,00010	0,00297
					оксид азота	0,00002	0,00048
метан	0,00736	0,22821					
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:							
$V_t = 7,84 * a * B * Э$, где				228,426 м ³ /ч			
В - расход топлива, кг/час				17,7 кг/час			
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах				1,1			
Э - энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)				1,5			
Объем газов на выходе из дымовой трубы:							
$V = \frac{V_t * (273 + t)}{273 * 3600}$				0,25 м ³ /с			
где В - расход топлива;				17,66 кг/ч			
t - температура уходящих газов;				800 °C			
Скорость газов на выходе из дымовых труб:							
$W = V / F$, где $F = (n * d^2) / 4$ - сечение дымовой трубы				1,271 м/с			
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов							

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник № 0004 Печь, подогрева ПТ-16/150 на 2031 г							
Вид топлива - попутный газ газ. Печь марки ПТ-16/150							
Исходные данные:							
общий расход газа:		191 500 м³/год					
		22 м³/час					
n		1 шт.					
h		11 м					
d		0,5 м					
T		800 °C					
ρ		0,706 кг/м³					
Время работы:		8616 ч/г					
Годовой расход газа, В:		135199,0 кг/г				135,1990 т/г	
Секундный расход топлива, Вс:		15,7 кг/ч				4,359 т/с	
При определении количества выбросов оксидов серы в пересчете на SO2 на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных:							
				общ. сера		0,00000000 %	
				меркап. сера		0,00017000 %	
				сероуглерод		0,00011600 %	
Количество выбросов сернистого ангидрида, при сжигании в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
$PSO_2 = B * (2 * S * b + 1,88 * [H_2S] * (1 - b)) * 10^{-2}$							
где, В-расход натурального топлива (т/г, т/с);							
b - массовая доля жидкого топлива							
		PSO2		0,00002 т/с		0,00075 т/г	
Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:							
PCO = 1,5 * В * 10 ⁻³ ,		PCO		0,00654 т/сек		0,2028 т/год	
Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
$PN_{Ox} = V_{tr} * C_{NOx}, \text{ кг/час}$		PNox		0,000340 кг/час			
		PNox		0,0000944 т/с		0,002928 т/год	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO2:							
$CNOx = 1,073 * 180 * (Q_{ф}/Q_p) * \alpha_{0,5} * (V_{tr}/V_r) * 10^{-6}$		CNOx		0,000002 кг/м3			
где:							
Отношение V _{tr} /V _r при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1:							
где - Q _ф = (29,4 * Э * В) / n - фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),				V _{tr} /V _r =		0,85	
		Q _ф =		69,20004526		МДж/ч	
n - количество форсунок		n		10 шт		7117,9 МДж/ч	
q _ф - расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту),							
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)							
MNO2 = 0,8 MNOx,		MNO2 * PNOx =		0,00008 т/с		0,0023 т/год	
MNO = (1-0,8)MNOx ----- = 0,13MNOx,		MNO * PNOx =		0,00001 т/с		0,0004 т/год	
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.							
Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :							
PCN4 = 1,5 * В * 10 ⁻³ , кг/ч		PCN4		0,0065 т/с		0,2028 т/год	
Марка печи	Расход, м³/час	Время работы	Число форсунок	Q _p , МДж/ч	Наименование ЗВ	т/с	т/г
ПТ - 16/150	22	8616	10	7117,9	сернистый ангидрид	0,00002	0,00075
					оксид углерода	0,00654	0,20280
					диоксид азота	0,00008	0,00234
					оксид азота	0,00001	0,00038
метан	0,00654	0,20280					
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:							
V _r = 7,84 * а * В * Э, где						202,987 м³/ч	
В - расход топлива, кг/час						15,7 кг/час	
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах						1,1	
Э - энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)						1,5	
Объем газов на выходе из дымовой трубы:							
V = V _r * (273 + t) / 273 * 3600						0,22 м³/с	
где В - расход топлива;						15,69 кг/ч	
t - температура уходящих газов;						800 °C	
Скорость газов на выходе из дымовых труб:							
W = V / F, где F = (π * d²) / 4 - сечение дымовой трубы						1,129 м/с	
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов							

Источник № 0004 Печь, подогрева ПТ-16/150 на 2032г							
Вид топлива - попутный газ газ. Печь марки ПТ-16/150							
Исходные данные:							
общий расход газа:				170 500	м ³ /год		
				20	м ³ /час		
n					1 шт.		
h					11 м		
d					0,5 м		
T					800 °С		
ρ					0,706 кг/м ³		
Время работы:					8616 ч/г		
Годовой расход газа, В:				120373,0	кг/г		120,3730 т/г
Секундный расход топлива, Вс:				14,0	кг/ч		3,881 т/с
При определении количества выбросов оксидов серы в пересчете на SO2: на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных:							
					общ. сера		0,00000000 %
					меркап.сера		0,00017000 %
					сероводород		0,00011600 %
Количество выбросов сернистого ангидрида, при сжигании в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
Pso2 = B*[2*Sr*b+1,88*[H2S]*(1-b)]*10-2,							
где, В-расход натурального топлива (т/г, т/с);							
b - массовая доля жидкого топлива							
							1 ;
							;
				Pso2	0,00002	т/с	0,00067 т/г
Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:							
Pco = 1,5* В *10-3,							
				Pco	0,00582	т/сек	0,1806 т/год
Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
Pnox = Vгр*С NOx, кг/час				PNOx	0,000269	кг/час	
				PNOx	0,0000748	т/с	0,002321 т/год
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO2:							
CNOx=1,073*180*(Qф/ Qр)*α0,5*(Vгр/ Vt)* 10-6							
где:				CNOx	0,000001	кг/м3	
Отношение Vгр/ Vt при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1:							
где - QФ= (29,4*Э* В)/n -фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),					Vгр/ Vt=	0,85	
n- количество форсунок				n	10 шт		
Qгр – расчетная теплопроизводительность одной форсунки (Мдж/ч; принимается по паспорту),						7117,9 МДж/ч	
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)							
Mno2 = 0,8 Mnox,				Mno2 * Pnox =	0,00006	т/с	0,0019 т/год
				μno			
Mno = (1-0,8)Mnox, ----- = 0,13Mnox,				Mno * Pnox =	0,00001	т/с	0,0003 т/год
				μno2			
где μno и μno2 молекулярный вес NO и NO2, равный 30 и 46 соответственно;							
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.							
Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :							
Pch4 = 1,5* В *10-3, кг/ч				Pch4	0,0058	т/с	0,1806 т/год
Марка печи	Расход, м3/час	Время работы	Число форсунок	Qр, МДж/ч	Наименование ЗВ	т/с	т/г
ПТ - 16/150	20	8616	10	7117,9	сернистый ангидрид	0,00002	0,00067
					оксид углерода	0,00582	0,18056
					диоксид азота	0,00006	0,00186
					оксид азота	0,00001	0,00030
					метан	0,00582	0,18056
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:							
Vт = 7,84*а*В*Э, где							
В - расход топлива, кг/час							
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах							
Э –энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)							
Объем газов на выходе из дымовой трубы:							
V = Vт * (273+ t) / 273 * 3600							
где В - расход топлива;							
t - температура уходящих газов;							
Скорость газов на выходе из дымовых труб:							
W = V/ F, где F = (π * d ²) / 4 - сечение дымовой трубы							
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов							

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник № 0004 Печь, подогрева ПТ-16/150 на 2033г							
Вид топлива - попутный газ газ. Печь марки ПТ-16/150							
Исходные данные:							
общий расход газа:		153 000 м ³ /год					
		18 м ³ /час					
n		1 шт.					
h		11 м					
d		0,5 м					
T		800 °C					
ρ		0,706 кг/м ³					
Время работы:		8616 ч/г					
Годовой расход газа, В:		108018,0 кг/г				108,0180 т/г	
Секундный расход топлива, В _с :		12,5 кг/ч				3,482 т/с	
При определении количества выбросов оксидов серы в пересчете на SO ₂ на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных:							
				общ. сера		0,00000000 %	
				меркап.сера		0,00017000 %	
				сероуглерод		0,00011600 %	
Количество выбросов сернистого ангидрида, при сжигании в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
$P_{SO_2} = B \cdot (2 \cdot S \cdot b + 1,88 \cdot [H_2S] \cdot (1-b)) \cdot 10^{-2}$							
где, В-расход натурального топлива (т/г, т/с);							
b - массовая доля жидкого топлива							
		P_{SO_2}		0,00002 т/с		0,00060 т/г	
Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:							
$P_{CO} = 1,5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		P_{CO}		0,00522 т/сек		0,1620 т/год	
Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
$P_{NOx} = V_{гр} \cdot C_{NOx} \cdot \alpha$		P_{NOx}		0,000217 кг/час			
		P_{NOx}		0,0000602 т/с		0,001869 т/год	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ :							
$C_{NOx} = 1,073 \cdot 180 \cdot (Q_{ф}/Q_p) \cdot \alpha \cdot 0,5 \cdot (V_{гр}/V_t) \cdot 10^{-6}$		C_{NOx}		0,000001 кг/м ³			
где:							
Отношение $V_{гр}/V_t$ при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1:							
где - QФ= (29,4*Э*В)/п - фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),				$V_{гр}/V_t$		0,85	
		$Q_{ф}$		55,28776462		МДж/ч	
n- количество форсунок		n		10 шт		7117,9 МДж/ч	
Q_p – расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту),							
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)							
$M_{NO_2} = 0,8 M_{NOx}$		$M_{NO_2} \cdot P_{NOx} =$		0,00005 т/с		0,0015 т/год	
$M_{NO} = (1-0,8)M_{NOx} = 0,13M_{NOx}$		$M_{NO} \cdot P_{NOx} =$		0,00001 т/с		0,0002 т/год	
где μ_{NO} и μ_{NO_2} молекулярный вес NO и NO ₂ , равный 30 и 46 соответственно;							
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.							
Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :							
$P_{CH_4} = 1,5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		P_{CH_4}		0,0052 т/с		0,1620 т/год	
Марка печи	Расход, м ³ /час	Время работы	Число форсунок	Ор, МДж/ч	Наименование ЗВ	т/с	т/г
ПТ - 16/150	18	8616	10	7117,9	сернистый ангидрид	0,00002	0,00060
					оксид углерода	0,00522	0,16203
					диоксид азота	0,00005	0,00150
					оксид азота	0,00001	0,00024
метан	0,00522	0,16203					
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:							
$V_t = 7,84 \cdot a \cdot B \cdot Э$, где						162,177 м ³ /ч	
В - расход топлива, кг/час						12,5 кг/час	
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах						1,1	
Э –энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)						1,5	
Объем газов на выходе из дымовой трубы:							
$V = V_t \cdot (273 + t)$						0,18 м ³ /с	
273 * 3600							
где В - расход топлива;						12,54 кг/ч	
t - температура уходящих газов;						800 °C	
Скорость газов на выходе из дымовых труб:							
$W = V / F$, где F = (π * d ²) / 4 - сечение дымовой трубы						0,902 м/с	
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов							

Источник №0005 Печь подогрева ПП-16/150 на 2024г											
Вид топлива - попутный газ газ. Печь марки ПП-16/150											
Исходные данные:											
общий расход газа:				238 000 м ³ /год							
				28 м ³ /час							
	n			1 шт.							
	h			11 м							
	d			0,5 м							
	T			800 °C							
	p			0,706 кг/м ³							
Время работы:				8616 ч/г							
Годовой расход газа, В:				168028,0 кг/г		168,0280 т/г					
Секундный расход топлива, В:				19,5 кг/ч		5,417 т/с					
При определении количества выбросов оксидов серы в пересчете на SO ₂ на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных:											
				общ. сера		0,00000000 %					
				меркап.сера		0,00017000 %					
				сероуглерод		0,00011600 %					
Количество выбросов сернистого ангидрида, при сжигании в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:											
$P_{SO_2} = B * [2 * S * b + 1,88 * (H_2S) * (1 - b)] * 10^{-2}$,											
где, В-расход натурального топлива (т/г, т/с);											
b - массовая доля жидкого топлива											
						1 ;					
						;					
				P_{SO_2}	0,00003 т/с	0,00094 т/г					
Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:											
$P_{CO} = 1,5 * B * 10^{-3}$,											
				P_{CO}	0,00813 т/сек	0,2520 т/год					
Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:											
$P_{NOx} = V * C * NOx$, кг/час											
				P_{NOx}	0,000525 кг/час						
				P_{NOx}	0,0001458 т/с	0,004522 т/год					
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ :											
$CNOx = 1,073 * 180 * (Q_{ф} / Q_p) * \alpha_0,5 * (V_{сг} / V_t) * 10^{-6}$											
где:											
Отношение $V_{сг} / V_t$ при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1:											
где - $Q_{ф} = (29,4 * Э * В) / \eta$ -фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),											
				$Q_{ф} =$	86,00318942	МДж/ч					
n- количество форсунок											
				n	10 шт	7117,9 МДж/ч					
Q_p - расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч, принимается по паспорту),											
В связи с установленными пределами 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)											
$MNO_2 = 0,8 MNO_x$,											
				$MNO_2 * PNO_x =$	0,00012 т/с	0,0036 т/год					
$MNO = (1-0,8)MNO_x$ ----- = 0,13MNO _x ,											
				$MNO * PNO_x =$	0,00002 т/с	0,0006 т/год					
где μ_{NO} и μ_{NO_2} молекулярный вес NO и NO ₂ , равный 30 и 46 соответственно;											
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.											
Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :											
$PCN_4 = 1,5 * B * 10^{-3}$, кг/ч											
				PCN_4	0,0081 т/с	0,2520 т/год					
Марка печи	Расход, м ³ /час	Время работы	Число форсунок	Q _р , МДж/ч	Наименование ЗВ	т/с	т/с				
ПП - 16/150	28	8616	10	7117,9	сернистый ангидрид	0,00003	0,00094				
					оксид углерода	0,00813	0,25204				
					диоксид азота	0,00012	0,00362				
					оксид азота	0,00002	0,00059				
					метан	0,00813	0,25204				
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:											
$V_t = 7,84 * a * B * \alpha$, где											
В - расход топлива, кг/час											
α - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах											
Э --энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)											
Объем газов на выходе из дымовой трубы:											
$V = V_t * (273 + t)$											
273 * 3600											
где В - расход топлива;											
t - температура уходящих газов;											
Скорость газов на выходе из дымовых труб:											
$W = V / F$, где $F = (\pi * d^2) / 4$ - сечение дымовой трубы											
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов											

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов

Источник №0005 Печь подогрева ПП-16/150 на 2026г							
Вид топлива - попутный газ газ. Печь марки ПП-16/150							
Исходные данные:							
общий расход газа:				213 000	м³/год		
				25	м³/час		
		n			1 шт.		
		h			11 м		
		d			0,5 м		
		T			800 °C		
		p			0,706 кг/м³		
Время работы:				8616	ч/г		
Годовой расход газа, В:				150378,0	кг/г		150,3780 т/г
Секундный расход топлива, В:				17,5	кг/ч		4,848 т/с
При определении количества выбросов оксидов серы в пересчете на SO2 на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных:							
					общ. сера		0,00000000 %
					меркап. сера		0,00017000 %
					сероводород		0,00011600 %
Количество выбросов сернистого оксида, при сжигании в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
$PSO_2 = B * [2 * S * b + 1,88 * (H_2S) * (1 - b)] * 10^{-2}$							
где, В-расход натурального топлива (т/г, т/с);							
b - массовая доля жидкого топлива							
							1 ;
							;
					PSO_2	0,00003 т/с	0,00084 т/г
Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:							
$PCO = 1,5 * B * 10^{-3}$							
					PCO	0,00727 т/сек	0,2256 т/год
Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
$PNOx = Vr * C * NOx, кг/час$				$PNOx$	0,000420 кг/час		
				$PNOx$	0,0001168 т/с		0,003622 т/год
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO2:							
$CNOx = 1,073 * 180 * (Q_{ф}/Q_p) * \alpha_{0,5} * (V_{сг}/V_t) * 10^{-6}$							
где:							
Отношение $V_{сг}/V_t$ при коэффициентах избытка воздуха α , принимается по таблице 5.1:							
где - $Q_{ф} = (29,4 * \sum B)/n$ - фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),							
					$Q_{ф} =$	76,96924095 МДж/ч	
n - количество форсунок				n	10 шт		
Q_p - расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч, принимается по паспорту),							
В связи с установленными пределами 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)							
$MNO_2 = 0,8 MNOx,$				$MNO_2 * PNOx =$	0,00009 т/с		0,0029 т/год
$MNO = (1 - 0,8) MNOx \text{ ----- } = 0,13 MNOx,$				$MNO * PNOx =$	0,00002 т/с		0,0005 т/год
где MNO и MNO_2 молекулярный вес NO и NO2, равный 30 и 46 соответственно;							
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.							
Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле:							
$PCN_4 = 1,5 * B * 10^{-3}, кг/ч$							
					PCN_4	0,0073 т/с	0,2256 т/год
Марка печи	Расход, м³/час	Время работы	Число форсунок	Qp, МДж/ч	Наименование ЗВ	т/с	т/с
ПП - 16/150	25	8616	10	7117,9	сернистый ангидрид	0,00003	0,00084
					оксид углерода	0,00727	0,22557
					диоксид азота	0,00009	0,00290
					оксид азота	0,00002	0,00047
					метан	0,00727	0,22557
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:							
$V_t = 7,84 * a * B * \sum$, где							
В - расход топлива, кг/час							
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах							
\sum -энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)							
Объем газов на выходе из дымовой трубы:							
$V = \frac{V_t * (273 + t)}{273 * 3600}$							
							0,25 м³/с
где В - расход топлива;							
t - температура уходящих газов;							
Скорость газов на выходе из дымовых труб:							
$W = V / F$, где $F = (n * d^2) / 4$ - сечение дымовой трубы							
							1,256 м/с
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов							

Источник №0005 Печь. подогрева ПТ-16/150 на 2027г							
Вид топлива - попутный газ газ. Печь марки ПТ-16/150							
Исходные данные:							
общий расход газа:				220 500	м ³ /год		
				26	м ³ /час		
	n			1	шт.		
	h			11	м		
	d			0,5	м		
	T			800	°C		
	p			0,706	кг/м ³		
Время работы:				8616	ч/г		
Годовой расход газа, В:				155673,0	кг/г		155,6730 т/г
Секундный расход топлива, В:				18,1	кг/ч		5,019 т/с
При определении количества выбросов оксидов серы в пересчете на SO ₂ на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных:							
					общ. сера		0,00000000 %
					меркап. сера		0,00017000 %
					сероуглерод		0,00011600 %
Количество выбросов сернистого ангидрида, при сжигании в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
$P_{SO_2} = B * [2 * S * b + 1,88 * (H_2S) * (1 - b)] * 10^{-2}$							
где, В-расход натурального топлива (т/г, т/с);							
b - массовая доля жидкого топлива							
							1 ;
							;
					P_{SO_2}	0,00003 т/с	0,00087 т/г
Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:							
$P_{CO} = 1,5 * B * 10^{-3}$							
					P_{CO}	0,00753 т/сек	0,2335 т/год
Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
$P_{NOx} = V * C * NOx, \text{ кг/час}$							
					P_{NOx}	0,000450 кг/час	
					P_{NOx}	0,0001251 т/с	0,003881 т/год
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ :							
$CNOx = 1,073 * 180 * (Q_{ф} / Q_p) * \alpha_0,5 * (V_{сг} / V_t) * 10^{-6}$							
					$CNOx$	0,000002 кг/м ³	
где:							
Отношение $V_{сг} / V_t$ при коэффициентах избытка воздуха α , принимается по таблице 5.1:							
						$V_{сг} / V_t =$	0,85
где $Q_{ф} = (29,4 * \Delta T) / \eta$ - фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),							
					$Q_{ф} =$	79,67942549	МДж/ч
n - количество форсунок							
					n	10 шт	
Q_p - расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч, принимается по паспорту),							
В связи с установленными пределами 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)							
$MNO_2 = 0,8 MNOx, \text{ кг/год}$							
					$MNO_2 * PNOx =$	0,00010 т/с	0,0031 т/год
$MNO = (1 - 0,8) MNOx \text{ кг/год} = 0,13 MNOx$							
					$MNO * PNOx =$	0,00002 т/с	0,0005 т/год
где μ_{NO} и μ_{NO_2} молекулярный вес NO и NO ₂ , равный 30 и 46 соответственно;							
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.							
Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :							
$PCN_4 = 1,5 * B * 10^{-3}, \text{ кг/ч}$							
					PCN_4	0,0075 т/с	0,2335 т/год
Марка печи	Расход, м ³ /час	Время работы	Число форсунок	Qp, МДж/ч	Наименование ЗВ	т/с	т/с
ПТ - 16/150	26	8616	10	7117,9	сернистый ангидрид	0,00003	0,00087
					оксид углерода	0,00753	0,23351
					диоксид азота	0,00010	0,00311
					оксид азота	0,00002	0,00050
					метан	0,00753	0,23351
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:							
$V_t = 7,84 * a * B * \Delta T, \text{ где}$							
							233,726 м ³ /ч
В - расход топлива, кг/час							
							18,1 кг/час
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах							
							1,1
ΔT - энергетический эквивалент топлива для газа (таб 5.1)							
							1,5
Объем газов на выходе из дымовой трубы:							
$V = V_t * (273 + t)$							
							0,26 м ³ /с
273 * 3600							
где В - расход топлива;							
							18,07 кг/ч
t - температура уходящих газов;							
							800 °C
Скорость газов на выходе из дымовых труб:							
$W = V / F, \text{ где } F = (n * d^2) / 4$ - сечение дымовой трубы							
							1,300 м/с
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов							

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов

Источник №0005 Печь подогрева ПП-16/150 на 2030г							
Вид топлива - попутный газ газ. Печь марки ПП-16/150							
Исходные данные:							
общий расход газа:			215 500	м³/год			
			25	м³/час			
	n		1	шт.			
	h		11	м			
	d		0,5	м			
	T		800	°C			
	p		0,706	кг/м³			
Время работы:			8616	ч/г			
Годовой расход газа, В:			152143,0	кг/г		152,1430	т/г
Секундный расход топлива, В:			17,7	кг/ч		4,905	г/с
При определении количества выбросов оксидов серы в пересчете на SO2 на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных:							
				общ. сера		0,00000000	%
				меркап. сера		0,00017000	%
				сероуглерод		0,00011600	%
Количество выбросов сернистого ангидрида, при сжигании в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
$P_{SO2} = B * [2 * S * b + 1,88 * (H2S) * (1 - b)] * 10^{-2}$							
где, В-расход натурального топлива (т/г, г/с);							
b - массовая доля жидкого топлива							
						1	;
						:	
			P_{SO2}	0,00003	г/с	0,00085	т/г
Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:							
$P_{CO} = 1,5 * B * 10^{-3}$							
			P_{CO}	0,00736	г/сек	0,2282	т/год
Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:							
$P_{NOx} = V * C * NOx, \text{ кг/час}$							
			P_{NOx}	0,000430	кг/час		
			P_{NOx}	0,0001195	г/с	0,003707	т/год
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO2:							
$CNOx = 1,073 * 180 * (Q_{ф} / Q_p) * \alpha_{0,5} * (V_{сг} / V_{г}) * 10^{-6}$							
где:							
Отношение $V_{сг} / V_{г}$ при коэффициентах избытка воздуха α , принимается по таблице 5.1:							
где - $Q_{ф} = (29,4 * \Delta T) / \eta$ - фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),							
			$Q_{ф} =$	77,87263579	МДж/ч		
n - количество форсунок							
			n	10	шт		
$Q_{г} =$ - расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту),							
В связи с установленными пределами 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)							
$MNO_2 = 0,8 MNO_x$							
		MNO	$MNO_2 * PNO_x =$	0,00010	г/с	0,0030	т/год
$MNO = (1 - 0,8) MNO_x$							
		MNO_2	$MNO * PNO_x =$	0,00002	г/с	0,0005	т/год
где MNO и MNO_2 молекулярный вес NO и NO2, равный 30 и 46 соответственно;							
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.							
Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле:							
$PCN_4 = 1,5 * B * 10^{-3}, \text{ кг/ч}$							
			PCN_4	0,0074	г/с	0,2282	т/год
Марка печи	Расход, м³/час	Время работы	Число форсунок	Qp, МДж/ч	Наименование ЗВ	г/с	т/с
ПП - 16/150	25	8616	10	7117,9	сернистый ангидрид	0,00003	0,00085
					оксид углерода	0,00736	0,22821
					диоксид азота	0,00010	0,00297
					оксид азота	0,00002	0,00048
					метан	0,00736	0,22821
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:							
$V_{г} = 7,84 * a * B * \Delta T$, где							
В - расход топлива, кг/час							
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах							
ΔT -энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)							
Объем газов на выходе из дымовой трубы:							
$V = \frac{V_{г} * (273 + t)}{273 * 3600}$							
						0,25	м³/с
где В - расход топлива;							
t - температура уходящих газов;							
Скорость газов на выходе из дымовых труб:							
$W = V / F$, где $F = (\pi * d^2) / 4$ - сечение дымовой трубы							
						1,271	м/с
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов							

Источник №0005 Печь. подогрева ПП-16/150 на 2031 г								
Вид топлива - попутный газ газ. Печь марки ПП-16/150								
Исходные данные:								
общий расход газа:			191 500	м³/год				
			22	м³/час				
	n		1	шт.				
	h		11	м				
	d		0,5	м				
	T		800	°C				
	p		0,706	кг/м³				
Время работы:			8616	ч/г				
Годовой расход газа, В:			135199,0	кг/г		135,1990	т/г	
Секундный расход топлива, В:			15,7	кг/ч		4,359	т/с	
При определении количества выбросов оксидов серы в пересчете на SO2 на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных:								
				общ. сера		0,00000000	%	
				меркап. сера		0,00017000	%	
				сероводород		0,00011600	%	
Количество выбросов сернистого ангидрида, при сжигании в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:								
$PSO_2 = B * [2 * S * b + 1,88 * (H_2S) * (1 - b)] * 10^{-2}$,								
где, В-расход натурального топлива (т/г, т/с);								
b - массовая доля жидкого топлива								
						1	;	
						:		
			PSO2	0,00002	г/с	0,00075	т/г	
Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:								
$PCO = 1,5 * B * 10^{-3}$,								
			PCO	0,00654	г/сек	0,2028	т/год	
Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:								
$P_{NOx} = V * C * NOx$, кг/час			PNOx	0,000340	кг/час			
			PNOx	0,0000944	г/с	0,002928	т/год	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO2:								
$CNOx = 1,073 * 180 * (Q_{ф}/Q_p) * \alpha_{0,5} * (V_{сг}/V) * 10^{-6}$								
где:								
Отношение $V_{сг}/V$ при коэффициентах избытка воздуха α , принимается по таблице 5.1:								
где - $Q_{ф} = (29,4 * \Sigma B) / n$ - фактическая средняя теплотеплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),								
			Qф=	69,20004526	МДж/ч			
n- количество форсунок								
			n	10 шт	7117,9	МДж/ч		
Q_p - расчетная теплотеплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту),								
В связи с установленными пределами 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)								
$MNO_2 = 0,8 MNOx$,								
			$MNO_2 * PNOx =$		0,00008	г/с	0,0023	т/год
$MNO = (1-0,8)MNOx$ ----- = 0,13MNOx,								
			$MNO * PNOx =$		0,00001	г/с	0,0004	т/год
где mNO и mNO2 молекулярный вес NO и NO2, равный 30 и 46 соответственно;								
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.								
Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :								
$PCN_4 = 1,5 * B * 10^{-3}$, кг/ч								
			PCN4	0,0065	г/с	0,2028	т/год	
Марка печи	Расход, м³/час	Время работы	Число форсунок	Qр, МДж/ч	Наименование ЗВ	г/с	т/с	
ПП - 16/150	22	8616	10	7117,9	сернистый ангидрид	0,00002	0,00075	
					оксид углерода	0,00654	0,20280	
					диоксид азота	0,00008	0,00234	
					оксид азота	0,00001	0,00038	
					метан	0,00654	0,20280	
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:								
$V_t = 7,84 * a * B * \alpha$, где								
В - расход топлива, кг/час								
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах								
Э --энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)								
Объем газов на выходе из дымовой трубы:								
$V = V_t * (273 + t)$								
273 * 3600								
где В - расход топлива;								
t - температура уходящих газов;								
Скорость газов на выходе из дымовых труб:								
$W = V / F$, где F = $(\pi * d^2) / 4$ - сечение дымовой трубы								
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов								

Источник №0005 Печь подогрева ПП-16/150 на 2032г											
Вид топлива - попутный газ газ. Печь марки ПП-16/150											
Исходные данные:											
общий расход газа:			170 500	м³/год							
			20	м³/час							
	n		1	шт.							
	h		11	м							
	d		0,5	м							
	T		800	°C							
	p		0,706	кг/м³							
Время работы:			8616	ч/г							
Годовой расход газа, В:			120373,0	кг/г		120,3730	т/г				
Секундный расход топлива, В:			14,0	кг/ч		3,881	т/с				
При определении количества выбросов оксидов серы в пересчете на SO2 на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных:											
				общ. сера		0,00000000	%				
				меркап. сера		0,00017000	%				
				сероводород		0,00011600	%				
Количество выбросов сернистого ангидрида, при сжигании в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:											
$P_{SO_2} = B * [2 * S * b + 1,88 * (H_2S) * (1 - b)] * 10^{-2}$											
где, В-расход натурального топлива (т/г, т/с);											
b - массовая доля жидкого топлива											
						1	;				
						:					
			P_{SO_2}	0,00002	г/с	0,00067	т/г				
Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:											
$P_{CO} = 1,5 * B * 10^{-3}$											
			P_{CO}	0,00582	г/сек	0,1806	т/год				
Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:											
$P_{NOx} = V * C * NOx$, кг/час											
			P_{NOx}	0,000269	кг/час						
			P_{NOx}	0,0000748	г/с	0,002321	т/год				
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO2:											
$C_{NOx} = 1,073 * 180 * (Q_{ф} / Q_p) * \alpha_{0,5} * (V_{сг} / V_t) * 10^{-6}$											
где:											
Отношение $V_{сг} / V_t$ при коэффициентах избытка воздуха α , принимается по таблице 5.1:											
где - $Q_{ф} = (29,4 * Э * В) / n$ - фактическая средняя теплотеплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),											
				$Q_{ф} =$	61,61152855	МДж/ч					
			n	10	шт						
μ_{NO} и μ_{NO_2} молекулярный вес NO и NO2, равный 30 и 46 соответственно;											
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.											
Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :											
$PCN_4 = 1,5 * B * 10^{-3}$, кг/ч											
				PCN_4	0,0058	г/с	0,1806				
							т/год				
Марка печи	Расход, м³/час	Время работы	Число форсунок	Qр, МДж/ч	Наименование ЗВ	г/с	т/с				
ПП - 16/150	20	8616	10	7117,9	сернистый ангидрид	0,00002	0,00067				
					оксид углерода	0,00582	0,18056				
					диоксид азота	0,00006	0,00186				
					оксид азота	0,00001	0,00030				
					метан	0,00582	0,18056				
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:											
$V_t = 7,84 * a * B * Э$, где											
В - расход топлива, кг/час											
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах											
Э --энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)											
Объем газов на выходе из дымовой трубы:											
$V = V_t * (273 + t)$											
273 * 3600											
где В - расход топлива;											
t - температура уходящих газов;											
Скорость газов на выходе из дымовых труб:											
$W = V / F$, где $F = (n * d^2) / 4$ - сечение дымовой трубы											
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов											

Исходные данные:								
общий расход газа:			153 000	м³/год				
			18	м³/час				
		n	1	шт.				
		h	11	м				
		d	0,5	м				
		T	800	°C				
		p	0,706	кг/м³				
Время работы:			8616	ч/г				
Годовой расход газа, В:			108018,0	кг/г		108,0180	т/г	
Секундный расход топлива, Вк:			12,5	кг/ч		3,482	т/с	
При определении количества выбросов оксидов серы в пересчете на SO2 на основании анализа физико-химических свойств используемого газа расчет проводится с учетом следующих данных:								
				общ. сера		0,00000000	%	
				меркап.сера		0,00017000	%	
				сероводород		0,00011600	%	
Количество выбросов сернистого ангидрида, при сжигании в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:								
$P_{SO_2} = B * [2 * S * b + 1,88 * (H_2S) * (1 - b)] * 10^{-2}$								
где, В-расход натурального топлива (т/г, т/с);								
b - массовая доля жидкого топлива								
						1	;	
						:		
			P_{SO_2}	0,00002	т/с	0,00060	т/г	
Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:								
$P_{CO} = 1,5 * B * 10^{-3}$								
			P_{CO}	0,00522	т/сек	0,1620	т/год	
Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:								
$P_{NOx} = V * C * NOx, \text{ кг/час}$			P_{NOx}	0,000217	кг/час			
			P_{NOx}	0,0000602	т/с	0,001869	т/год	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO2:								
$CNOx = 1,073 * 180 * (Q_{ф}/Q_p) * \alpha_{0,5} * (V_{сг}/V_{г}) * 10^{-6}$								
где:				CNOx	0,000001	кг/м³		
Отношение Vсг/Vг при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1:								
где - $Q_{ф} = (29,4 * Э * В) / \eta$ - фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),					Vсг/Vг=	0,85		
n- количество форсунок				Qф=	55,28776462	МДж/ч		
Q_p - расчетная теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч; принимается по паспорту),				n	10 шт	7117,9	МДж/ч	
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)								
$MNO_2 = 0,8 MNO_x$			$MNO_2 * PNO_x =$		0,00005	т/с	0,0015	т/год
$MNO = (1-0,8)MNO_x$			$MNO * PNO_x =$		0,00001	т/с	0,0002	т/год
где μ_{NO} и μ_{NO_2} молекулярный вес NO и NO2, равный 30 и 46 соответственно;								
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.								
Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :								
$PCN_4 = 1,5 * B * 10^{-3}, \text{ кг/ч}$				PCN_4	0,0052	т/с	0,1620	т/год
Марка печи	Расход, м³/час	Время работы	Число форсунок	Qр, МДж/ч	Наименование ЗВ	т/с	т/с	
ПП - 16/150	18	8616	10	7117,9	сернистый ангидрид	0,00002	0,00060	
					оксид углерода	0,00522	0,16203	
					диоксид азота	0,00005	0,00150	
					оксид азота	0,00001	0,00024	
					метан	0,00522	0,16203	
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:								
$V_t = 7,84 * a * B * \Delta$, где								
В - расход топлива, кг/час						162,177	м³/ч	
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах						12,5	кг/час	
Э --энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)						1,1		
Объем газов на выходе из дымовой трубы:						1,5		
$V = \frac{V_t * (273 + t)}{273 * 3600}$						0,18	м³/с	
где В - расход топлива;								
t - температура уходящих газов;						12,54	кг/ч	
Скорость газов на выходе из дымовых труб:						800	°C	
$W = V / F$, где $F = (\pi * d^2) / 4$ - сечение дымовой трубы						0,902	м/с	
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов								

Источники № 0006-0008 Резервуары для хранения нефти наземный на 2024г									
Количество резервуара РГС - 3 ед., 100 м3-2 шт, 60 м3-1 шт									
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара	Vp	585	м³;						
Количество РВС	n	3	шт.;						
Время хранения нефти	t	8784	ч/г;						
Кош/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года	B	50 300	т/г;						
Плотность нефти равна	ρж	0,8924	т/м³;						
Температура начала кипения смеси	Tки	110	°C;						
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закипавшей жидкости, близкой к температуре воздуха;									
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (ρж * V)									
Валовые выбросы паров (газов) нефти и бензинов рассчитывается по формулам:									
максимальные выбросы									
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_{\phi} \times V_{\phi}^{max}}{10^4}$, т/с	(5.2.1)	0,1060	т/с		
годовые выбросы									
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_{\phi} + K_t^{min}) \times K_p^{op} \times K_{\phi} \times B}{10^3 \times \rho_{ж}}$, т/г	(5.2.2)	7,6594	т/г		
где:									
K _t ^{max} , K _t ^{min} - опытные коэффициенты (приложение 7);				K _t ^{max} = 0,26		K _t ^{min} = 0,56			
K _p ^{op} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);				K _p ^{op} = 0,58		K _p ^{max} = 0,83			
P38 - давление насыщенных паров нефти и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик... (П.4.1));						67,024			
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);						58			
V _φ ^{max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВС во время его заправки, м³/час;						3,6			
K _φ - опытный коэффициент (приложение 9);						1,0			
K _φ - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);						2,5			
ρж - плотность жидкости, т/м³;						0,8924			
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;						50300			
Максимально-разовый выброс: M = C1 * M / 100, т/с				(5.2.4)					
Среднегодовые выбросы: G = C1 * G / 100, т/г				(5.2.5)					
(C1 мас %) - согласно состава нефти.									
Идентификация состава выбросов									
Определяемый параметр	Углеводороды								
	предельные			непредельные (по аминам)		ароматические			
	Всего	C1-C4	C5-C10		Всего	бензол	толуол	ксилол	этилб-ол
C1 мас %	99,26	72,26	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11	0,06
Сырая нефть									
Mt, т/с		0,0766	0,0284			0,00037	0,00023	0,00012	0,00006
G, т/г		5,5347	2,0527			0,02681	0,01685	0,00843	0,004596
РД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров". Астана, 2004г.									
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти									
		C1-C8	C9-C10	бензол	толуол	ксилол	серов-ол		
т/с		0,09390	0,03482	0,00045	0,00029	0,00014	0,00021		
т/г		6,08118	2,25541	0,02945	0,01851	0,00926	0,00913		

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Местонахождение - В.Молдабек				
Количество		3	шт.	
Время работы		8784	ч/г	
Коэффициент использование оборуд.		0,0316232		
углеводород C ₁ -C ₅ , c _{ji}		0,7226	доли/ед.	
углеводород C ₆ -C ₁₀ , c _{ji}		0,268	доли/ед.	
бензол, c _{ji}		0,0035	доли/ед.	
толуол, c _{ji}		0,0022	доли/ед.	
ксилол, c _{ji}		0,0011	доли/ед.	
сероводород, c _{ji}		0,006	доли/ед.	
Фланцы, шт; n _j		36	шт.	
ЗРА, шт; n _j		18	шт.	
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения}$				
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 _{nyj} — величина утечки потока i — го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);				
n _j — число неподвижных уплотнений на потоке i — го вида, (на устье скважин — запорно-				
регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнении);				
x _{nyj} — 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 _{nyj}		0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g _{nyj}		3,61		мг/с
доля утечки ФС, x _{nyj}		0,05		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}		0,365		
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}		17,28148		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆-C₁₀}		6,40941		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆H₆}		0,08370		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₇H₈}		0,05261		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₈H₁₀}		0,02631		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}		0,14349		мг/с
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}		0,017281	г/с	0,54648 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}		0,006409	г/с	0,20268 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆H₆}		0,0000837	г/с	0,00265 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₇H₈}		0,0000526	г/с	0,00166 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₈H₁₀}		0,0000263	г/с	0,00083 т/г
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}		0,0001435	г/с	0,00454 т/г

Источники: № 0006-0008 Резервуары для хранения нефти наземный на 2025г									
Количество резервуара РГС - 3 ед., 100 м3-2 шт, 60 м3-1 шт									
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара	Vp	585 м ³ ;							
Количество РВС	n	3 шт.;							
Время хранения нефти	t	8760 ч/г;							
Коли во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года	B	47 800 т/г;							
Плотность нефти равна	ρж	0,8924 т/м ³ ;							
Температура начала кипения смеси	Tки	110 °С;							
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 / (ρж * V)									
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:									
максимальные выбросы									
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_{\omega} \times V_{\omega}^{max}}{10^4}$									
годовые выбросы									
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_{\omega} + K_t^{min}) \times K_p^{op} \times K_{\omega} \times B}{10^3 \times \rho_{\omega}}$									
где:									
K _t ^{max} , K _t ^{min} - опытные коэффициенты (приложение 7);									
K _p ^{op} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);									
P38 - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик... (П.4.1));									
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);									
V _ω ^{max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВС во время его качачи, м ³ /час;									
K _ω - опытный коэффициент (приложение 9);									
K _ω - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);									
ρж - плотность жидкости, т/м ³ ;									
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;									
Максимально-разовый выброс: M = CI * M / 100, т/с									
Среднегодовые выбросы: G = CI * G / 100, т/г									
(CI мас %) - согласно состава нефти.									
Идентификация состава выбросов									
Определяемый параметр	Углеводороды								
	предельные			непредельные (по аминдам)	ароматические				серов-ол
	Всего	C1-C4	C5-C10		Всего	бензол	толуол	ксилол	
CI мас %	99,26	72,26	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11	0,06
Сырая нефть									
MI, т/с		0,0766	0,0284			0,00037	0,00023	0,00012	0,00006
G, т/г		5,2596	1,9507			0,02548	0,01601	0,00801	0,004367
РПД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров". Астана, 2004г.									
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти									
т/с		C1-C8	C9-C10	бензол	толуол	ксилол	серов-ол		
т/г		0,09390	0,03482	0,00045	0,00029	0,00014	0,00021		
т/г		5,80460	2,15283	0,02812	0,01767	0,00884	0,00889		

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Местонахождение - В.Молдабек				
Количество		3	шт.	
Время работы		8760	ч/г	
Коэффициент использование оборуд.		0,0317098		
углеводород C ₁ -C ₅ , c _{ji}		0,7226	доли/ед.	
углеводород C ₆ -C ₁₀ , c _{ji}		0,268	доли/ед.	
бензол, c _{ji}		0,0035	доли/ед.	
толуол, c _{ji}		0,0022	доли/ед.	
ксилол, c _{ji}		0,0011	доли/ед.	
сероводород, c _{ji}		0,006	доли/ед.	
Фланцы, шт, n _j		36	шт.	
ЗРА, шт, n _j		18	шт.	
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{nyij} * n_j * x_{nyij} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения}$				
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 _{nyij} — величина утечки потока i — го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);				
n _j — число неподвижных уплотнений на потоке i — го вида, (на устье скважин — запорно-				
регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнении);				
x _{nyij} — 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 — м потоке в долях				
единицы (согласно компонентного состава нефти).				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-				
регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{nyj}		0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g _{nyj}		3,61		мг/с
доля утечки ФС, x _{nyj}		0,05		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}		0,365		
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}		17,28148		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆-C₁₀}		6,40941		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆H₆}		0,08370		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₇H₈}		0,05261		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₈H₁₀}		0,02631		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}		0,14349		мг/с
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}		0,017281	г/с	0,54499 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}		0,006409	г/с	0,20213 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆H₆}		0,0000837	г/с	0,00264 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₇H₈}		0,0000526	г/с	0,00166 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₈H₁₀}		0,0000263	г/с	0,00083 т/г
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}		0,0001435	г/с	0,00453 т/г

Источники: № 0006-0008 Резервуары для хранения нефти наземный на 2026г									
Количество резервуара РГС - 3 ед., 100 м3-2 шт, 60 м3-1 шт									
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара	Vp	585	м ³ ;						
Количество РВС	n	3	шт.;						
Время хранения нефти	t	8784	ч/г;						
Количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года	B	44 700	т/г;						
Плотность нефти равна	ρж	0,8924	т/м ³ ;						
Температура начала кипения смеси	Tки	110	°C;						
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закипавшей жидкости, близкой к температуре воздуха;									
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (ρж * V)									
Валовые выбросы паров (газов) нефти и бензинов рассчитывается по формулам: максимальные выбросы									
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_{\kappa} \times V_{\kappa}^{max}}{10^4}$									
годовые выбросы									
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_{\kappa} + K_t^{min}) \times K_p^{op} \times K_{\kappa} \times B}{10^3 \times \rho_{\kappa}}$									
где:									
K _t ^{max} , K _t ^{min} - опытные коэффициенты (приложение 7);									
K _p ^{op} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);									
P38 - давление насыщенных паров нефти и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик... (П.4.1));									
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);									
V _κ ^{max} - максимальный объем паровой смеси, вытесняемой из РВС во время его заправки, м ³ /час;									
K _κ - опытный коэффициент (приложение 9);									
K _{оп} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);									
ρж - плотность жидкости, т/м ³ ;									
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;									
Максимально-разовый выброс: M = Cl * M / 100, т/с									
Среднегодовые выбросы: G = Cl * G / 100, т/г									
(Cl мас %) - согласно состава нефти.									
Идентификация состава выбросов									
Определяемый параметр	Углеводороды								
	предельные			непредельные (по аминам)	ароматические				
	Всего	C1-C4	C5-C10		Всего	бензол	толуол	ксилол	этилб-ол
Cl мас %	99,26	72,26	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11	0,06
Сырая нефть									
Ml, т/с		0,0766	0,0284			0,00037	0,00023	0,00012	0,00006
G, т/г		4,9185	1,8242			0,02382	0,01497	0,00749	0,004084
РПД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров". Астана, 2004г.									
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти									
т/с		C1-C8	C9-C10	бензол	толуол	ксилол	серов-ол		
т/г		0,09390	0,03482	0,00045	0,00029	0,00014	0,00021		
т/г		5,46350	2,02632	0,02646	0,01663	0,00832	0,00861		

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Местонахождение - В.Молдабек				
Количество		3	шт.	
Время работы		8760	ч/г	
Коэффициент использование оборуд.		0,0317098		
углеводород C1-C5, сji		0,7226	доли/ед.	
углеводород C6-C10, сji		0,268	доли/ед.	
бензол, сji		0,0035	доли/ед.	
толуол, сji		0,0022	доли/ед.	
ксилол, сji		0,0011	доли/ед.	
сероводород, сji		0,006	доли/ед.	
Фланцы, шт; nj		36	шт.	
ЗРА, шт; nj		18	шт.	
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения}$				
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.;				
gnyj — величина утечки потока i — го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);				
nj — число неподвижных уплотнений на потоке i — го вида, (на устье скважин — запорно-				
регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнении);				
xnyj — доля уплотнений на потоке i — го вида, потерявших герметичность, в долях				
единицы (см. приложение 1);				
сji — 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, gnyj		0,11		мг/с
утечки от ЗРА, gnyj		3,61		мг/с
доля утечки ФС, xnyj		0,05		
доля утечки ЗРА, xnyj		0,365		
выбросы вредного вещества, YnyC1-C5		17,28148		мг/с
выбросы вредного вещества, YnyC6-C10		6,40941		мг/с
выбросы вредного вещества, YnyC6H6		0,08370		мг/с
выбросы вредного вещества, YnyC7H8		0,05261		мг/с
выбросы вредного вещества, YnyC8H10		0,02631		мг/с
выбросы вредного вещества, YnyH2S		0,14349		мг/с
валовые выбросы, YnyC1-C5		0,017281	г/с	0,54499 т/г
валовые выбросы, YnyC6-C10		0,006409	г/с	0,20213 т/г
валовые выбросы, YnyC6H6		0,0000837	г/с	0,00264 т/г
валовые выбросы, YnyC7H8		0,0000526	г/с	0,00166 т/г
валовые выбросы, YnyC8H10		0,0000263	г/с	0,00083 т/г
валовые выбросы, YnyH2S		0,0001435	г/с	0,00453 т/г

Источники: № 0006-0008 Резервуары для хранения нефти наземный на 2027г									
Количество резервуара РГС - 3 ед., 100 м3-2 шт, 60 м3-1 шт									
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара	Vp	585	м³;						
Количество РВС	n	3	шт.;						
Время хранения нефти	t	8784	ч/г;						
Количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года	B	46 200	т/г;						
Плотность нефти равна	ρж	0,8924	т/м³;						
Температура начала кипения смеси	Tки	110	°C;						
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закипавшей жидкости, близкой к температуре воздуха;									
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (ρж * V)									
Валовые выбросы паров (газов) нефти и бензинов рассчитывается по формулам: максимальные выбросы									
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_{\phi} \times V_{\phi}^{max}}{10^4}$									
годовые выбросы			т/г					0,1060	т/г
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_{\phi} + K_t^{min}) \times K_p^{op} \times K_{\phi} \times B}{10^3 \times \rho_{ж}}$									
где:									
K _t ^{max} , K _t ^{min} - опытные коэффициенты (приложение 7);									
K _p ^{op} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);									
P38 - давление насыщенных паров нефти и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик... (П.4.1));									
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);									
V _φ ^{max} - максимальный объем паровой смеси, вытесняемой из РВС во время его заправки, м³/час;									
K _φ - опытный коэффициент (приложение 9);									
K _φ - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);									
ρж - плотность жидкости, т/м³;									
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;									
Максимально-разовый выброс: M = CI * M / 100, т/г									
Среднегодовые выбросы: G = CI * G / 100, т/г									
(CI мас %) - согласно состава нефти.									
Идентификация состава выбросов									
Определяемый параметр	Углеводороды								
	предельные			непредельные (по аминдам)		ароматические			
	Всего	C1-C4	C5-C10		Всего	бензол	толуол	ксилол	этилб-ол
CI мас %	99,26	72,26	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11	0,06
Сырая нефть									
MI, т/г		0,0766	0,0284			0,00037	0,00023	0,00012	0,00006
G, т/г		5,0836	1,8854			0,02462	0,01548	0,00774	0,004221
РПД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров". Астана, 2004г.									
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти									
т/г		C1-C8	C9-C10	бензол	толуол	ксилол	серов-ол		
т/г		0,09390	0,03482	0,00045	0,00029	0,00014	0,00021		
т/г		5,62855	2,08753	0,02726	0,01714	0,00857	0,00875		

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Местонахождение - В.Молдабек				
Количество		3	шт.	
Время работы		8760	ч/г	
Коэффициент использование оборуд.		0,0317098		
углеводород C ₁ -C ₅ , c _{ji}		0,7226	доли/ед.	
углеводород C ₆ -C ₁₀ , c _{ji}		0,268	доли/ед.	
бензол, c _{ji}		0,0035	доли/ед.	
толуол, c _{ji}		0,0022	доли/ед.	
ксилол, c _{ji}		0,0011	доли/ед.	
сероводород, c _{ji}		0,006	доли/ед.	
Фланцы, шт, n _j		36	шт.	
ЗРА, шт, n _j		18	шт.	
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{nyij} * n_j * x_{nyij} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения}$				
$\text{в целом по установке (предприятии), мг/с;}$				
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных}$				
$\text{выбросах в целом по установке (предприятии), шт.};$				
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по}$				
$\text{установке (предприятии), шт.};$				
$g_{nyij} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);}$				
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-}$				
$\text{регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнении);}$				
$x_{nyij} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях}$				
$\text{единицы (см. приложение 1);}$				
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях}$				
$\text{единицы (согласно компонентного состава нефти).}$				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{nyj}		0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g _{nyj}		3,61		мг/с
доля утечки ФС, x _{nyj}		0,05		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}		0,365		
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}		17,28148		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆-C₁₀}		6,40941		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆H₆}		0,08370		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₇H₈}		0,05261		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₈H₁₀}		0,02631		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}		0,14349		мг/с
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}		0,017281	г/с	0,54499 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}		0,006409	г/с	0,20213 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆H₆}		0,0000837	г/с	0,00264 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₇H₈}		0,0000526	г/с	0,00166 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₈H₁₀}		0,0000263	г/с	0,00083 т/г
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}		0,0001435	г/с	0,00453 т/г

Источники: № 0006-0008 Резервуары для хранения нефти наземный на 2028г									
Количество резервуара РГС - 3 ед., 100 м3-2 шт, 60 м3-1 шт									
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединениях, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара	Vp	585	м ³ ;						
Количество РВС	n	3	шт.;						
Время хранения нефти	t	8784	ч/г;						
Количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течение года	B	47 800	т/г;						
Плотность нефти равна	ρж	0,8924	т/м ³ ;						
Температура начала кипения смеси	Tки	110	°C;						
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закипавшей жидкости, близкой к температуре воздуха;									
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (ρж * V)									
Валовые выбросы паров (газов) нефти и бензинов рассчитывается по формулам:									
максимальные выбросы									
$M = \frac{0,163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_{\phi} \times V_{\phi}^{max}}{10^4}$									
годовые выбросы			т/г					0,1060	т/г
$G = \frac{0,294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_{\phi} + K_t^{min}) \times K_p^{op} \times K_{\phi} \times B}{10^3 \times \rho_{ж}}$									
где:									
K _t ^{max} , K _t ^{min} - опытные коэффициенты (приложение 7);									
K _p ^{op} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);									
P38 - давление насыщенных паров нефти и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик... (П.4.1));									
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);									
V _φ ^{max} - максимальный объем паровой смеси, вытесняемой из РВС во время его заправки, м ³ /час;									
K _φ - опытный коэффициент (приложение 9);									
K _φ - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);									
ρж - плотность жидкости, т/м ³ ;									
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;									
Максимально-разовый выброс: M = CI * M / 100, т/с									
Среднегодовые выбросы: G = CI * G / 100, т/г									
(CI мас %) - согласно состава нефти.									
Идентификация состава выбросов									
Определяемый параметр	Углеводороды								
	предельные			непредельные (по аминдам)	ароматические				
	Всего	C1-C4	C5-C10		Всего	бензол	толуол	ксилол	серов-ол
CI мас %	99,26	72,26	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11	0,06
Сырая нефть									
MI, т/с		0,0766	0,0284			0,00037	0,00023	0,00012	0,00006
G, т/г		5,2596	1,9507			0,02548	0,01601	0,00801	0,004367
РПД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров". Астана, 2004г.									
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти									
т/с		C1-C8	C9-C10	бензол	толуол	ксилол	серов-ол		
т/г		0,09390	0,03482	0,00045	0,00029	0,00014	0,00021		
т/г		5,80460	2,15283	0,02812	0,01767	0,00884	0,00889		

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Местонахождение - В.Молдабек				
Количество		3	шт.	
Время работы		8760	ч/г	
Коэффициент использование оборуд.		0,0317098		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}		0,7226	доли/ед.	
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с _{ji}		0,268	доли/ед.	
бензол, с _{ji}		0,0035	доли/ед.	
толуол, с _{ji}		0,0022	доли/ед.	
ксилол, с _{ji}		0,0011	доли/ед.	
сероводород, с _{ji}		0,006	доли/ед.	
Фланцы, шт, n _j		36	шт.	
ЗРА, шт, n _j		18	шт.	
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyij} * p_i * x_{nyij} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятии), мг/с;}$				
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$				
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$				
$g_{nyij} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);}$				
$p_i - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнении);}$				
$x_{nyij} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$				
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{nyj}		0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g _{nyj}		3,61		мг/с
доля утечки ФС, x _{nyj}		0,05		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}		0,365		
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}		17,28148		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆-C₁₀}		6,40941		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆H₆}		0,08370		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₇H₈}		0,05261		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₈H₁₀}		0,02631		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}		0,14349		мг/с
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}		0,017281	г/с	0,54499 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}		0,006409	г/с	0,20213 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆H₆}		0,0000837	г/с	0,00264 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₇H₈}		0,0000526	г/с	0,00166 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₈H₁₀}		0,0000263	г/с	0,00083 т/г
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}		0,0001435	г/с	0,00453 т/г

Источники: № 0006-0008 Резервуары для хранения нефти наземный на 2029г									
Количество резервуара РГС - 3 ед., 100 м3-2 шт, 60 м3-1 шт									
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара	Vp	585 м ³ ;							
Количество РВС	n	3 шт.;							
Время хранения нефти	t	8784 ч/г;							
Количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года	B	47 700 т/г;							
Плотность нефти равна	ρж	0,8924 т/м ³ ;							
Температура начала кипения смеси	Tки	110 °С;							
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закипавшей жидкости, близкой к температуре воздуха;									
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (ρж * V)									
Валовые выбросы паров (газов) нефти и бензинов рассчитывается по формулам: максимальные выбросы									
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_{\phi} \times V_{\phi}^{max}}{10^4}$									
годовые выбросы									
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_{\phi} + K_t^{min}) \times K_p^{op} \times K_{\phi} \times B}{10^3 \times \rho_{ж}}$									
где:									
K _t ^{max} , K _t ^{min} - опытные коэффициенты (приложение 7);									
K _p ^{op} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);									
P38 - давление насыщенных паров нефти и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик... (П.4.1));									
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);									
V _φ ^{max} - максимальный объем паровой смеси, вытесняемой из РВС во время его заправки, м ³ /час;									
K _φ - опытный коэффициент (приложение 9);									
K _φ - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);									
ρж - плотность жидкости, т/м ³ ;									
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;									
Максимально-разовый выброс: M = CI * M / 100, т/с									
Среднегодовые выбросы: G = CI * G / 100, т/г									
(CI мас %) - согласно состава нефти.									
Идентификация состава выбросов									
Определяемый параметр	Углеводороды								
	предельные			непредельные (по аминдам)		ароматические			
	Всего	C1-C4	C5-C10		Всего	бензол	толуол	ксилол	серов-ол
CI мас %	99,26	72,26	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11	0,06
Сырая нефть									
MI, т/с		0,0766	0,0284			0,00037	0,00023	0,00012	0,00006
G, т/г		5,2486	1,9466			0,02542	0,01598	0,00799	0,004358
РПД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров". Астана, 2004г.									
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти									
т/с		C1-C4	C5-C10	бензол	толуол	ксилол	серов-ол		
т/г		0,09390	0,03482	0,00045	0,00029	0,00014	0,00021		
т/г		5,79360	2,14875	0,02806	0,01764	0,00882	0,00888		

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Местонахождение - В.Молдабек				
Количество		3	шт.	
Время работы		8760	ч/г	
Коэффициент использование оборуд.		0,0317098		
углеводород C ₁ -C ₅ , c _{ji}		0,7226	доли/ед.	
углеводород C ₆ -C ₁₀ , c _{ji}		0,268	доли/ед.	
бензол, c _{ji}		0,0035	доли/ед.	
толуол, c _{ji}		0,0022	доли/ед.	
ксилол, c _{ji}		0,0011	доли/ед.	
сероводород, c _{ji}		0,006	доли/ед.	
Фланцы, шт, n _j		36	шт.	
ЗРА, шт, n _j		18	шт.	
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$				
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$				
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$				
$g_{nyj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);}$				
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнении);}$				
$x_{nyj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$				
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{nyj}		0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g _{nyj}		3,61		мг/с
доля утечки ФС, x _{nyj}		0,05		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}		0,365		
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}		17,28148		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆-C₁₀}		6,40941		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆H₆}		0,08370		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₇H₈}		0,05261		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₈H₁₀}		0,02631		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}		0,14349		мг/с
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}		0,017281	г/с	0,54499 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}		0,006409	г/с	0,20213 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆H₆}		0,0000837	г/с	0,00264 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₇H₈}		0,0000526	г/с	0,00166 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₈H₁₀}		0,0000263	г/с	0,00083 т/г
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}		0,0001435	г/с	0,00453 т/г

Источник № 0006-0008 Резервуары для хранения нефти наземный на 2030г									
Количество резервуара РГС - 3 ед., 100 м3-2 шт, 60 м3-1 шт									
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара	Vp	585	м ³ ;						
Количество РВС	n	3	шт.;						
Время хранения нефти	t	8784	ч/г;						
Количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года	B	45 200	т/г;						
Плотность нефти равна	ρж	0,8924	т/м ³ ;						
Температура начала кипения смеси	Tки	110	°C;						
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закипавшей жидкости, близкой к температуре воздуха;									
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (ρж * V)									
Валовые выбросы паров (газов) нефти и бензинов рассчитывается по формулам: максимальные выбросы									
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_{\phi} \times V_{\phi}^{max}}{10^4}$									
годовые выбросы			т/г					0,1060	т/г
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_{\phi} + K_t^{min}) \times K_p^{op} \times K_{\phi} \times B}{10^3 \times \rho_{\phi}}$									
где:									
K _t ^{max} , K _t ^{min} - опытные коэффициенты (приложение 7);									
K _p ^{op} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);									
P38 - давление насыщенных паров нефти и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик... (П.4.1));									
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);									
V _φ ^{max} - максимальный объем паровой смеси, вытесняемой из РВС во время его заправки, м ³ /час;									
K _φ - опытный коэффициент (приложение 9);									
K _φ - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);									
ρ _ж - плотность жидкости, т/м ³ ;									
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;									
Максимально-разовый выброс: M = C1 * M / 100, т/с									
Среднегодовые выбросы: G = C1 * G / 100, т/г									
(C1 мас %) - согласно состава нефти.									
Идентификация состава выбросов									
Определяемый параметр	Углеводороды								
	предельные			непредельные (по аминдам)		ароматические			
	Всего	C1-C4	C5-C10		Всего	бензол	толуол	ксилол	серов-ол
C1 мас %	99,26	72,26	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11	0,06
Сырая нефть									
Mt, т/с		0,0766	0,0284			0,00037	0,00023	0,00012	0,00006
G, т/г		4,9735	1,8446			0,02409	0,01514	0,00757	0,004130
РПД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров". Астана, 2004г.									
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти									
т/с		C1-C8	C9-C10	бензол	толуол	ксилол	серов-ол		
т/г		0,09390	0,03482	0,00045	0,00029	0,00014	0,00021		
т/г		5,51851	2,04672	0,02673	0,01680	0,00840	0,00865		

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Местонахождение - В.Молдабек				
Количество		3	шт.	
Время работы		8760	ч/г	
Коэффициент использование оборуд.		0,0317098		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}		0,7226	доли/ед.	
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с _{ji}		0,268	доли/ед.	
бензол, с _{ji}		0,0035	доли/ед.	
толуол, с _{ji}		0,0022	доли/ед.	
ксилол, с _{ji}		0,0011	доли/ед.	
сероводород, с _{ji}		0,006	доли/ед.	
Фланцы, шт, n _j		36	шт.	
ЗРА, шт, n _j		18	шт.	
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyij} * n_j * x_{nyij} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятии), мг/с;}$				
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$				
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$				
$g_{nyij} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);}$				
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнении);}$				
$x_{nyij} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$				
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{nyj}		0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g _{nyj}		3,61		мг/с
доля утечки ФС, x _{nyj}		0,05		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}		0,365		
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}		17,28148		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆-C₁₀}		6,40941		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆H₆}		0,08370		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₇H₈}		0,05261		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₈H₁₀}		0,02631		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}		0,14349		мг/с
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}		0,017281	г/с	0,54499 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}		0,006409	г/с	0,20213 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆H₆}		0,0000837	г/с	0,00264 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₇H₈}		0,0000526	г/с	0,00166 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₈H₁₀}		0,0000263	г/с	0,00083 т/г
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}		0,0001435	г/с	0,00453 т/г

Источники: № 0006-0008 Резервуары для хранения нефти наземный на 2031г									
Количество резервуара РГС - 3 ед., 100 м3-2 шт, 60 м3-1 шт									
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара	Vp	585	м ³ ;						
Количество РВС	n	3	шт.;						
Время хранения нефти	t	8784	ч/г;						
Количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года	B	40 400	т/г;						
Плотность нефти равна	ρж	0,8924	т/м ³ ;						
Температура начала кипения смеси	Tки	110	°C;						
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закипавшей жидкости, близкой к температуре воздуха;									
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (ρж * V)									
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:									
максимальные выбросы									
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_{\phi} \times V_{\phi}^{max}}{10^4}$									
годовые выбросы									
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_{\phi} + K_t^{min}) \times K_p^{op} \times K_{\phi} \times B}{10^3 \times \rho_{\phi}}$									
где:									
K _t ^{max} , K _t ^{min} - опытные коэффициенты (приложение 7);									
K _p ^{op} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);									
P38 - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик... (П.4.1));									
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);									
V _φ ^{max} - максимальный объем паровой смеси, вытесняемой из РВС во время его заправки, м ³ /час;									
K _φ - опытный коэффициент (приложение 9);									
K _φ - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);									
ρж - плотность жидкости, т/м ³ ;									
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;									
Максимально-разовый выброс: M = CI * M / 100, т/с									
Среднегодовые выбросы: G = CI * G / 100, т/г									
(CI мас %) - согласно состава нефти.									
Идентификация состава выбросов									
Определяемый параметр	Углеводороды								
	предельные			непредельные (по аминадам)	ароматические				серов-ол
	Всего	C1-C4	C5-C10		Всего	бензол	толуол	ксилол	
CI мас %	99,26	72,26	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11	0,06
Сырая нефть									
MI, т/с		0,0766	0,0284			0,00037	0,00023	0,00012	0,00006
G, т/г		4,4454	1,6487			0,02153	0,01353	0,00677	0,003691
РПД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров". Астана, 2004г.									
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти									
т/с		C1-C8	C9-C10	бензол	толуол	ксилол	серов-ол		
т/г		0,09390	0,03482	0,00045	0,00029	0,00014	0,00021		
т/г		4,99035	1,85084	0,02417	0,01519	0,00760	0,00822		

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Местонахождение - В.Молдабек				
Количество		3	шт.	
Время работы		8760	ч/г	
Коэффициент использование оборуд.		0,0317098		
углеводород C ₁ -C ₅ , c _{ji}		0,7226	доли/ед.	
углеводород C ₆ -C ₁₀ , c _{ji}		0,268	доли/ед.	
бензол, c _{ji}		0,0035	доли/ед.	
толуол, c _{ji}		0,0022	доли/ед.	
ксилол, c _{ji}		0,0011	доли/ед.	
сероводород, c _{ji}		0,006	доли/ед.	
Фланцы, шт, n _j		36	шт.	
ЗРА, шт, n _j		18	шт.	
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятии), мг/с;}$				
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$				
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$				
$g_{nyj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);}$				
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнении);}$				
$x_{nyj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$				
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{nyj}		0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g _{nyj}		3,61		мг/с
доля утечки ФС, x _{nyj}		0,05		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}		0,365		
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}		17,28148		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆-C₁₀}		6,40941		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆H₆}		0,08370		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₇H₈}		0,05261		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₈H₁₀}		0,02631		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}		0,14349		мг/с
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}		0,017281	г/с	0,54499 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}		0,006409	г/с	0,20213 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆H₆}		0,0000837	г/с	0,00264 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₇H₈}		0,0000526	г/с	0,00166 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₈H₁₀}		0,0000263	г/с	0,00083 т/г
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}		0,0001435	г/с	0,00453 т/г

Источники: № 0006-0008 Резервуары для хранения нефти наземный на 2032г									
Количество резервуара РГС - 3 ед., 100 м3-2 шт, 60 м3-1 шт									
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара	Vp	585 м ³ ;							
Количество РВС	n	3 шт.;							
Время хранения нефти	t	8784 ч/г;							
Количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года	B	36 100 т/г;							
Плотность нефти равна	ρж	0,8924 т/м ³ ;							
Температура начала кипения смеси	Tки	110 °С;							
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закипавшей жидкости, близкой к температуре воздуха;									
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (ρж * V)									
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам: максимальные выбросы									
$M = \frac{0,163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_{\phi} \times V_{\phi}^{max}}{10^4}$									
годовые выбросы									
$G = \frac{0,294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_{\phi} + K_t^{min}) \times K_p^{op} \times K_{\phi} \times B}{10^3 \times \rho_{ж}}$									
где:									
K _t ^{max} , K _t ^{min} - опытные коэффициенты (приложение 7);									
K _p ^{op} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);									
P38 - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик... (П.4.1));									
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);									
V _φ ^{max} - максимальный объем паровой смеси, вытесняемой из РВС во время его заправки, м ³ /час;									
K _φ - опытный коэффициент (приложение 9);									
K _φ - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);									
ρж - плотность жидкости, т/м ³ ;									
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;									
Максимально-разовый выброс: M = CI * M / 100, т/с									
Среднегодовые выбросы: G = CI * G / 100, т/г									
(CI мас %) - согласно состава нефти.									
Идентификация состава выбросов									
Определяемый параметр	Углеводороды								
	предельные			непредельные (по аминдам)	ароматические				
	Всего	C1-C4	C5-C10		Всего	бензол	толуол	ксилол	этилб-ол
CI мас %	99,26	72,26	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11	0,06
Сырая нефть									
MI, т/с		0,0766	0,0284			0,00037	0,00023	0,00012	0,00006
G, т/г		3,9722	1,4732			0,01924	0,01209	0,00605	0,003298
РД 111.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров". Астана, 2004г.									
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти									
т/с		C1-C8	C9-C10	бензол	толуол	ксилол	серов-ол		
т/г		0,09390	0,03482	0,00045	0,00029	0,00014	0,00021		
т/г		4,51721	1,67536	0,02188	0,01375	0,00688	0,00782		

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Местонахождение - В.Молдабек				
Количество		3	шт.	
Время работы		8760	ч/г	
Коэффициент использование оборуд.		0,0317098		
углеводород C ₁ -C ₅ , c _{ji}		0,7226	доли/ед.	
углеводород C ₆ -C ₁₀ , c _{ji}		0,268	доли/ед.	
бензол, c _{ji}		0,0035	доли/ед.	
толуол, c _{ji}		0,0022	доли/ед.	
ксилол, c _{ji}		0,0011	доли/ед.	
сероводород, c _{ji}		0,006	доли/ед.	
Фланцы, шт, n _j		36	шт.	
ЗРА, шт, n _j		18	шт.	
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятии), мг/с;}$				
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$				
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$				
$g_{nyj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);}$				
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнении);}$				
$x_{nyj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$				
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{nyj}		0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g _{nyj}		3,61		мг/с
доля утечки ФС, x _{nyj}		0,05		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}		0,365		
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}		17,28148		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆-C₁₀}		6,40941		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆H₆}		0,08370		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₇H₈}		0,05261		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₈H₁₀}		0,02631		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}		0,14349		мг/с
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}		0,017281	г/с	0,54499 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}		0,006409	г/с	0,20213 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆H₆}		0,0000837	г/с	0,00264 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₇H₈}		0,0000526	г/с	0,00166 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₈H₁₀}		0,0000263	г/с	0,00083 т/г
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}		0,0001435	г/с	0,00453 т/г

Источники: № 0006-0008 Резервуары для хранения нефти наземный на 2033г									
Количество резервуара РГС - 3 ед., 100 м3-2 шт, 60 м3-1 шт									
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара	Vp	585 м ³ ;							
Количество РВС	n	3 шт.;							
Время хранения нефти	t	8784 ч/г;							
Количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года	B	32 300 т/г;							
Плотность нефти равна	ρж	0,8924 т/м ³ ;							
Температура начала кипения смеси	Tки	110 °С;							
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закипавшей жидкости, близкой к температуре воздуха;									
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (ρж * V)									
Валовые выбросы паров (газов) нефти и бензинов рассчитывается по формулам: максимальные выбросы									
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_{\omega} \times V_{\omega}^{max}}{10^4}$									
годовые выбросы									
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_{\omega} + K_t^{min}) \times K_p^{op} \times K_{\omega} \times B}{10^3 \times \rho_{ж}}$									
где:									
K _t ^{max} , K _t ^{min} - опытные коэффициенты (приложение 7);									
K _p ^{op} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);									
P38 - давление насыщенных паров нефти и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик... (П.4.1));									
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);									
V _ω ^{max} - максимальный объем паровой смеси, вытесняемой из РВС во время его заправки, м ³ /час;									
K _ω - опытный коэффициент (приложение 9);									
K _ω - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);									
ρж - плотность жидкости, т/м ³ ;									
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;									
Максимально-разовый выброс: M = CI * M / 100, т/с									
Среднегодовые выбросы: G = CI * G / 100, т/г									
(CI мас %) - согласно состава нефти.									
Идентификация состава выбросов									
Определяемый параметр	Углеводороды								
	предельные			непредельные (по аминдам)	ароматические				
	Всего	C1-C4	C5-C10		Всего	бензол	толуол	ксилол	этилб-ол
CI мас %	99,26	72,26	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11	0,06
Сырая нефть									
MI, т/с		0,0766	0,0284			0,00037	0,00023	0,00012	0,00006
G, т/г		3,5541	1,3182			0,01721	0,01082	0,00541	0,002951
РД 111.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров". Астана, 2004г.									
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти									
т/с		C1-C8	C9-C10	бензол	толуол	ксилол	серов-ол		
т/г		0,09390	0,03482	0,00045	0,00029	0,00014	0,00021		
т/г		4,09908	1,52028	0,01985	0,01248	0,00624	0,00748		

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Местонахождение - В.Молдабек				
Количество		3	шт.	
Время работы		8760	ч/г	
Коэффициент использование оборуд.		0,0317098		
углеводород C ₁ -C ₅ , c _{ji}		0,7226	доли/ед.	
углеводород C ₆ -C ₁₀ , c _{ji}		0,268	доли/ед.	
бензол, c _{ji}		0,0035	доли/ед.	
толуол, c _{ji}		0,0022	доли/ед.	
ксилол, c _{ji}		0,0011	доли/ед.	
сероводород, c _{ji}		0,006	доли/ед.	
Фланцы, шт, n _j		36	шт.	
ЗРА, шт, n _j		18	шт.	
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyij} * n_j * x_{nyij} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятии), мг/с;}$				
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$				
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$				
$g_{nyij} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);}$				
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнении);}$				
$x_{nyij} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$				
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{nyj}		0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g _{nyj}		3,61		мг/с
доля утечки ФС, x _{nyj}		0,05		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}		0,365		
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}		17,28148		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆-C₁₀}		6,40941		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆H₆}		0,08370		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₇H₈}		0,05261		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₈H₁₀}		0,02631		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}		0,14349		мг/с
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}		0,017281	г/с	0,54499 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}		0,006409	г/с	0,20213 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆H₆}		0,0000837	г/с	0,00264 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₇H₈}		0,0000526	г/с	0,00166 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₈H₁₀}		0,0000263	г/с	0,00083 т/г
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}		0,0001435	г/с	0,00453 т/г

Источник № 0009 Дизельная электростанция АД100С-Т400			
Марка, мощность, Vc		100 кВт;	А-категория
	n	1,0 шт.;	
	h	3,0 м;	
	d	0,1 м;	
Номинальный расход топлива		2,2785 кг/ч;	
Расход дизельного топлива		36 т/г;	
Время работы		1580 ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:			
$G_{ог} \approx 8,72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,			0,0019868
b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;			
P_3 - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.			
Объемный расход отработавших газов (м ³ /с) определяется по формуле:			
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,			0,0055333
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:			
$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$,			0,3590663
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],			
[6] можно принимать, кг/м ³ ;			1,31
$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.			723
Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:			
$e_i \cdot \text{Всек}$			
$M_{сек} = \frac{\dots}{3600}$, г/сек			
где: e_i - выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;			
P_3 - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);			
1/3600 - коэффициент пересчета «час» в «сек».			
Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:			
$e_i \cdot \text{Вгод}$			
$M_{год} = \frac{\dots}{1000}$, т/год			
где: q_i - выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;			
Вгод - расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;			
1/1000 - коэффициент пересчета «кг» в «т».			
Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки			
Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок	Выбросы вещества	
	e_i	г/с	т/г
Оксида углерода	25	0,0158	0,9000
Оксид азота	39	0,0247	1,4040
Диоксид азота	30	0,0190	1,0800
Сернистый ангидрид	10	0,0063	0,3600
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	12	0,0076	0,4320
Акролеин	1,2	0,0008	0,0432
Формальдегид	1,2	0,0008	0,0432
Сажа С	5	0,0032	0,1800
Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п			

Источник №0010 Дизельная электростанция Power Command Control 1301 NUMBER C-250D5			
Марка, мощность, Ve		200 кВт;	А-категория
	n	1,0 шт.;	
	h	3,0 м;	
	d	0,1 м;	
Номинальный расход топлива		2,2785 кг/ч;	
Расход дизельного топлива		36,000 т/г;	
Время работы		1580 ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:			
$G_{ог} \approx 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,			0,003974
b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;			
P_3 - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.			
Объемный расход отработавших газов (м ³ /с) определяется по формуле:			
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,			0,011067
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:			
$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$,			0,35907
где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],			
[6] можно принимать, кг/м ³ ;			1,31
$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.			723
Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:			
$e_i \cdot \text{Всек}$			
$M_{сек} = \frac{\dots}{3600}$, г/сек			
где: e_i - выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;			
P_3 - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);			
1/3600 - коэффициент пересчета «час» в «сек».			
Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:			
$e_i \cdot \text{Вгод}$			
$M_{год} = \frac{\dots}{1000}$, т/год			
где: q_i - выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;			
Вгод - расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;			
1/1000 - коэффициент пересчета «кг» в «т».			
Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки			
Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок	Выбросы вещества	
	e_i	г/с	т/г
Оксида углерода	25	0,0158	0,9000
Оксид азота	39	0,0247	1,4040
Диоксид азота	30	0,0190	1,0800
Сернистый ангидрид	10	0,0063	0,3600
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	12	0,0076	0,4320
Акролеин	1,2	0,0008	0,0432
Формальдегид	1,2	0,0008	0,0432
Сажа С	5	0,0032	0,1800
Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п			

Источник № 6012-6015 ГЗУ			
Вредные вещества выбрасываются через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	4		шт.
Время работы	8784		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03162		
Для нефти:			
Углеводороды C ₁ -C ₅ , с/г	0,9994		доли/ед.
Сероводород, с/г	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт, п _ж	392		шт.
ЗРА, шт, п _ж	136		шт.
предохранительный клапан, шт, п _ж	5		
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
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 _ж – 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 – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г/ну _ж	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, г/ну _ж	0,006588	кг/час	
утечки от ПК, г/ну _ж	0,111024	кг/час	
доля утечки ФС, х _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, х _{нуj}	0,07	доли/ед	
доля утечки ПК, х _{нуj}	0,35	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0006272	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0174	г/с	
суммарная утечка от ПК, Y _{нуj}	0,053970	г/с	
валовые выбросы, Y_{нуC₁-C₅}	0,07198	г/с	2,27604 м/з
валовые выбросы, Y_{нуH₂S}	0,000043	г/с	0,00137 м/з
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 № 6016-6019 Дренажная емкость от ГЗУ				
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнении, фланцевых соединениях и запорно-регулирующего арматуры.				
Исходные данные:				
Местонахождение оборудования				
Количество	4			шт.
Время работы	8784			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03162			
Углеводороды C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,9994			доли/ед.
Сероводород с _{ji}	0,00060			доли/ед.
Фланцы, шт; п _j	8			шт.
ЗРА, шт; п _j	4			шт.
Расчеты:				
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^l Y_{nyj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{nyij} * n_j * x_{nyij} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Y _{nyj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;				
l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;				
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;				
g _{nyij} – 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 _{nyij} – 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 – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, г _{nyj}	0,000288	кг/час		
утечки от ЗРА, г _{nyj}	0,006588	кг/час		
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,02	доли/ед		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,07	доли/ед		
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,0000128	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,0005	г/с		
валовые выбросы, Y_{nyC1-C5}	0,0005249	г/с	0,016598	м/з
валовые выбросы, Y_{nyH2S}	0,00000032	г/с	0,00001	м/з
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 № 6020 Газосепаратор (ГС)				
Вредные вещества выбрасываются через неплотности фланцевых соединений				
и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Местонахождение				
Количество	1			шт.
Время работы	8784			ч/год
Коэффициент использования оборуд.	0,03162			
Углеводороды предельные C ₁ -C ₅ , сji	0,9830			доли/ед.
Углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀ , сji	0,0002			доли/ед.
Сероводород H ₂ S, сji	0,00014			доли/ед.
Меркаптан RSH, сji	0,00067			
Фланцевые соединения (ФС), nj	20			шт.
Запорно-регулирующая арматура (ЗРА), nj	10			шт.
Предохранительные клапаны (ПК), nj	2			шт.
Расчеты:				
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{nyij} * n_j * x_{nyij} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Y _{nyj} – 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 _{nyij} – 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, (запорно-регулирующей арматуры, фланцев);				
x _{nyij} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);				
сji – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава газа (выделившийся газ)).				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{nyj}	0,00072	кг/час		
утечки от ЗРА, g _{nyj}	0,020988	кг/час		
утечки от ПК, g _{nyj}	0,136008	кг/час		
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,03	доли/ед.		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,293	доли/ед.		
доля утечки ПК, x _{nyj}	0,46	доли/ед.		
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,000120	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,017082	г/с		
суммарная утечка от ПК, Y _{nyj}	0,034758	г/с		
валовые выбросы, Y_{ny}C₁-C₅	0,0510762	г/с	1,61515	м/з
валовые выбросы, Y_{ny}C₆-C₁₀	0,0000104	г/с	0,00033	м/з
валовые выбросы, Y_{ny}H₂S	0,0000073	г/с	0,00023	м/з
валовые выбросы, Y_{ny} меркаптаны	0,0000348	г/с	0,00110	м/з
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов.</i>				
<i>Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196</i>				

Количество выбросов газов и паров (кг/ч), выделяющихся из аппаратов в которых вещества находятся в основном в парогазовой фазе согласно "Сборника..." рассчитываются по формуле:				
$P_{\text{сп4}}=0,037*((P*V/1011))0,8)*\sqrt{Mn/T}$	кг/час			
где				
P - давление в аппарате, гПа				
ГС -	1925,175			
V - объем аппарата, м^3				
ГС м3 16 м3 - 1 ед	16			
Mn - средняя молярная масса паров нефтепродуктов, принимается в зависимости от температуры кипения продукта, $\text{тнк} = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$, загружаемого в аппарат (таб 5.2.), г/моль	92,45			
T - средняя температура в аппарате, К .	301			
Расчет выбросов метана (CH4)				
Валовые выбросы:				
ГС -I-			0,159717	т/год
Максимально-разовые выбросы:				
ГС -I-	0,018183	кг/час	0,0050508	г/с

Источник №6021 Нефтегазосепаратор 1-1,6-1600-2				
Вредные вещества выбрасываются через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Количество	1			шт.
Время работы	8784			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,031623			
Для нефти:				
Углеводороды C1-C5, сji	0,9994			доли/ед.
Сероводород сji	0,00060			доли/ед.
Для газа:				
углеводород C1-C5, сji	0,98300			доли/ед.
углеводород C6-C10, сji	0,00021			доли/ед.
Сероводород H2S, сji	0,00014			
Меркаптан RSH, сji	0,00067			
Фланцы, шт; nj	24			шт.
ЗРА, шт; nj	12			шт.
Предохранительный клапан, шт; nj	2			
Расчеты:				
$Y_{\text{ну}} = \sum_{j=1}^I Y_{\text{ну}j} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{\text{ну}ij} * p_j * x_{\text{ну}ij} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
$Y_{\text{ну}j}$ – 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.;				
$g_{\text{ну}ij}$ – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);				
p_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);				
$x_{\text{ну}ij}$ – 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 – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
Для нефти:				
утечки от ФС, $g_{\text{ну}j}$	0,000288	кг/час		
утечки от ЗРА, $g_{\text{ну}j}$	0,006588	кг/час		
утечки от ПК, $g_{\text{ну}j}$	0,111024	кг/час		
доля утечки ФС, $x_{\text{ну}j}$	0,02	доли/ед		
доля утечки ЗРА, $x_{\text{ну}j}$	0,07	доли/ед		
утечки от ПК, $x_{\text{ну}j}$	0,35	доли/ед		

Для газа:				
утечки от ФС, гнуj	0,00072	кг/час		
утечки от ЗРА, гнуj	0,020988	кг/час		
утечки от ПК, гнуj	0,136008	кг/час		
доля утечки ФС, хнуj	0,03	доли/ед		
доля утечки ЗРА, хнуj	0,293	доли/ед		
утечки от ПК, хнуj	0,46	доли/ед		
Для нефти:				
суммарная утечка от ФС, Yny j	0,0000384	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Yny j	0,0015372	г/с		
суммарная утечка от ПК, Yny j	0,0215880	г/с		
Для газа:				
суммарная утечка от ФС, Yny j	0,0001440	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Yny j	0,0204983	г/с		
суммарная утечка от ПК, Yny j	0,0347576	г/с		
Для нефти:				
выбросы вредного вещества, YnyC ₁ -C ₅	0,02315	г/с		
выбросы вредного вещества, YnyH ₂ S	0,00001	г/с		
Для газа:				
выбросы вредного вещества, YnyC ₁ -C ₅	0,05446	г/с		
выбросы вредного вещества, YnyC ₆ -C ₁₀	0,00001	г/с		
выбросы вредного вещества, YnyH ₂ S	0,00001	г/с		
выбросы вредного вещества, YnyRSH	0,00004	г/с		
валовые выбросы, YnyC₁-C₅	0,077608	г/с	2,454144	м/з
валовые выбросы, YnyC₆-C₁₀	0,000012	г/с	0,00037	м/з
валовые выбросы, YnyH₂S	0,000022	г/с	0,00068	м/з
валовые выбросы, YnyRSH	0,0000371	г/с	0,0011738	м/з
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				
Количество выбросов (кг/час) в атмосферу, выделяющихся из аппаратов в которых большая часть вещества находится в жидкой фазе рассчитывается по формуле согласно "Сборника.....":				
П=0,004*(P*V/1011)0,8)/Кд	кг/час			
где				
P- давление в аппарате, гПа			1115	
V - объем аппарата, м3 (16)			16	
Кд - коэффициент, зависящий от средней температуры кипения жидкости (нефтепродукта) и редней температуры в аппарате (таб5.3)			0,39	
Средняя температура кипения жидкости (нефтепродукта), tk			80	0С
Средняя температура в аппарате, t			40	0С
n - количество емкостей, шт			0	
Расчет выбросов метана:				
П сн4 сек	0,10193	кг/час	0,028314	г/сек
Псн4 год			0,00010020	т/год
Выбросы метана (CH4) составляют	0,0283	г/сек	0,00010	т/год

Источник № 6022-6026 Насосы для нефти			
Вредные вещества выбрасываются через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	5	шт.	
Общее время работы	8784	ч/год	
Коэффициент использования оборуд.	0,03162		
Углеводороды C1-C5, сji	0,9994	доли/ед.	
Сероводород, сji	0,00060	доли/ед.	
Фланцы, шт; nj	15	шт.	
ЗРА, шт; nj	6	шт.	
Сальник, шт; nj	6	шт.	
Расчеты:			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{nyij} * n_j * x_{nyij} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;}$			
$g_{nyij} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$			
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{nyij} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, гnyj	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, гnyj	0,006588	кг/час	
утечки от СУ, гnyj	0,14	кг/час	
доля утечки ФС, хnyj	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, хnyj	0,07	доли/ед	
доля утечки СУ, хnyj	0,226	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Ynyj	0,0000240	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Ynyj	0,0008	г/с	
суммарная утечка от СУ, Ynyj	0,052733	г/с	
валовые выбросы, YnyC1-C5	0,053494	г/с	1,69160 м/з
валовые выбросы, YnyH2S	0,000032	г/с	0,00102 м/з
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196			

Источник № 6027 Конденсатосборник			
Вредные вещества выбрасываются через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	1		шт.
Время работы	8784		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03162		
Для нефти:			
Углеводороды C ₁ -C ₅ , с/г	0,9994		доли/ед.
Сероводород, с/г	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; п _г	8		шт.
ЗРА, шт; п _г	4		шт.
предохранительный клапан, шт; п _г	1		
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуij} * p_j * x_{нуij} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
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 _{нуij} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
p _г – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуij} – 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 – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г/ну _г	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, г/ну _г	0,006588	кг/час	
утечки от ПК, г/ну _г	0,111024	кг/час	
доля утечки ФС, хну _г	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, хну _г	0,07	доли/ед	
доля утечки ПК, хну _г	0,35	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000128	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0005	г/с	
суммарная утечка от ПК, Y _{нуj}	0,010794	г/с	
валовые выбросы, Y_{нуC1-C5}	0,0113124	г/с	0,35773 м/г
валовые выбросы, Y_{нуH2S}	0,0000068	г/с	0,00021 м/г
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196			

Источник № 6028-6030 Дренажные емкости			
Вредные вещества выбрасываются через неплотности уплотнения, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Местонахождение оборудования			
Количество	3		шт.
Время работы	8784		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03162		
Углеводороды C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,9994		доли/ед.
Сероводород, с _{ji}	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; п _j	8		шт.
ЗРА, шт; п _j	4		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^l Y_{нуj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{нуij} * n_j * x_{нуij} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{ну j} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуij} – 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 _{нуij} – 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 – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, г _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{ну j}	0,0000128	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{ну j}	0,0005	г/с	
валовые выбросы, Y_{нуC₁-C₅}	0,0005249	г/с	0,016598 м/з
валовые выбросы, Y_{нуH₂S}	0,0000003	г/с	0,000001 м/з
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 № 6031 Узел замера нефти			
Вредные вещества выбрасываются через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	1		шт.
Время работы	8784		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03162		
Для нефти:			
Углеводороды C1-C5, с/г	0,9994		доли/ед.
Сероводород, с/г	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; п/г	8		шт.
ЗРА, шт; п/г	4		шт.
предохранительный клапан, шт; п/г	1		
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * p_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{нуj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$g_{нуj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$			
$p_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{нуj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
Для нефти:			
утечки от ФС, г/ну/г	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, г/ну/г	0,006588	кг/час	
утечки от ПК, г/ну/г	0,111024	кг/час	
доля утечки ФС, х/ну/г	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, х/ну/г	0,07	доли/ед	
доля утечки ПК, х/ну/г	0,35	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000128	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0005	г/с	
суммарная утечка от ПК, Y _{нуj}	0,010794	г/с	
Для нефти:			
валовые выбросы, Y_{нуC1-C5}	0,011312	г/с	0,35773 м/г
валовые выбросы, Y_{нуH2S}	0,000007	г/с	0,00021 м/г
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196			

Источник № 6032 Узел учета нефти			
Вредные вещества выбрасываются через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	1		шт.
Время работы	8784		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03162		
Для нефти:			
Углеводороды C ₁ -C ₅ , с/г	0,9994		доли/ед.
Сероводород, с/г	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт, п _г	12		шт.
ЗРА, шт, п _г	6		шт.
предохранительный клапан, шт, п _г	1		
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * p_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{нуj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$g_{нуj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$			
$p_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{нуj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
Для нефти:			
утечки от ФС, г/ну _г	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, г/ну _г	0,006588	кг/час	
утечки от ПК, г/ну _г	0,111024	кг/час	
доля утечки ФС, х/ну _г	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, х/ну _г	0,07	доли/ед	
доля утечки ПК, х/ну _г	0,35	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000192	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0008	г/с	
суммарная утечка от ПК, Y _{нуj}	0,010794	г/с	
Для нефти:			
валовые выбросы, Y_{нуC1-C5}	0,0115749	г/с	0,36602 м/з
валовые выбросы, Y_{нуH2S}	0,0000069	г/с	0,00022 м/з
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196			

Источник № 0012 Пункт налива нефти БЕ-50 на 2025г					
Годовой объем перекачки нефти:		45 400	т/год		
Количество:	n		1,0 шт.		
Высота	h		5,0 м		
Диаметр	d		0,10 м		
Плотность нефти	p		0,8924 т/м3		
Общее время работы	t		8760 ч/год		
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:					
$M = \frac{C_{\text{п}}}{3600} \times K_{\text{п}}^{\text{max}} \times V_{\text{н}}^{\text{max}}$				(6.2.1)	0,00438883 г/сек
С _п - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;					
$K_{\text{п}}^{\text{max}}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 8;					56,63
$V_{\text{н}}^{\text{max}}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его заправки, м ³ /час;					0,3
Годовые выбросы:					
$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_{\text{п}}^{\text{max}} \times 10^{-6}$				(7.1)	1,23436017 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} - 16,12	Y _{вл} - 42,35
B _{оз} , B _{вл} - Количество закладываемой в автоцистерны нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, м ³ ;				B _{оз} - 22700	B _{вл} - 22700
Значение (С _п мас %) приведены согласно компонентного состава нефти					
Максимально-разовый выброс: M = C _п * M / 100, г/с				(5.2.4)	
Среднегодовые выбросы: G = C _п * G / 100, т/г				(5.2.5)	
Идентификация состава выбросов					
Определяемый компонент		Наименование загрязняющих веществ			
		углеводородыС ₁ -С ₈	Сероуглерод Н ₂ S		
С ₁ мас %		99,94	0,06		
М _и , г/с		0,00439	0,000003		
С _и , т/г		1,23362	0,00074		
РД 211.2.02-09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров".Астана, 2004г.					

Источник № 0012 Пункт налива нефти БЕ-50 на 2027г					
Годовой объем перекачки нефти:		46 200	т/год		
Количество:	n		1,0 шт.		
Высота	h		5,0 м		
Диаметр	d		0,10 м		
Плотность нефти	p		0,8924 т/м3		
Общее время работы	t		8784 ч/год		
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:					
$M = \frac{C_{\text{т}}}{3600} \times K_p^{\text{max}} \times V_{\text{ч}}^{\text{max}}$				(6.2.1)	0,00438883 г/сек
Cт - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;					
					56,63
K _п ^{max} - опытный коэффициент, принимается по Приложению 8;					
					0,93
V _ч ^{max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его заправки, м ³ /час;					
					0,3
Годовые выбросы:					
$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\text{max}} \times 10^{-6}$				(7.1)	1,25611101 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} - 16,12	Y _{вл} - 42,35
B _{оз} , B _{вл} - Количество закачиваемой в автоцистерны нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, м ³ ;				B _{оз} - 23100	B _{вл} - 23100
Значение (С1 мас %) приведены согласно компонентного состава нефти					
Максимально-разовый выброс: M = C1 * M / 100, г/с				(5.2.4)	
Среднегодовые выбросы: G = C1 * G / 100, т/г				(5.2.5)	
Идентификация состава выбросов					
Определяемый компонент	Наименование загрязняющих веществ				
	углеводородыC1-C8	Сероуглерод H2S			
C1 мас %	99,94	0,06			
МБ, г/с	0,00439	0,000003			
GB, т/г	1,25536	0,00075			
РД 211.2.02-09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров".Астана, 2004г.					

Источник № 0012 Пункт налива нефти БЕ-50 на 2028г																							
Годовой объем перекачки нефти:				47 800	т/год																		
Количество:	n			1,0	шт.																		
Высота	h			5,0	м																		
Диаметр	d			0,10	м																		
Плотность нефти	p			0,8924	т/м3																		
Общее время работы	t			8784	ч/год																		
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:																							
$M = \frac{C_1}{3600} \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}$					т/с			(6.2.1)	0,00438883 т/сек														
C1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;																							
									56,63														
K _p ^{max} - опытный коэффициент, принимается по Приложению 8;																							
									0,93														
V _ч ^{max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его заправки, м ³ /час;																							
									0,3														
Годовые выбросы:																							
$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6}$					т/год			(7.1)	1,29961269 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} -	16,12	Y _{вл} - 42,35														
B _{оз} , B _{вл} - Количество закачиваемой в автоцистерны нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, м ³ ;																							
							B _{оз} -	23900	B _{вл} - 23900														
Значение (C1 мас %) приведены согласно компонентного состава нефти																							
Максимально-разовый выброс: M = C1 * M / 100, г/с																							
							(5.2.4)																
Среднегодовые выбросы: G = C1 * G / 100, т/г																							
							(5.2.5)																
Идентификация состава выбросов																							
<table><tr><th rowspan="2">Определяемый компонент</th><th colspan="2">Наименование загрязняющих веществ</th></tr><tr><th>углеводородыC1-C6</th><th>Сероводород H2S</th></tr><tr><td>C1 мас %</td><td>99,94</td><td>0,06</td></tr><tr><td>ME, г/с</td><td>0,00439</td><td>0,000003</td></tr><tr><td>G, т/г</td><td>1,29883</td><td>0,00078</td></tr></table>										Определяемый компонент	Наименование загрязняющих веществ		углеводородыC1-C6	Сероводород H2S	C1 мас %	99,94	0,06	ME, г/с	0,00439	0,000003	G, т/г	1,29883	0,00078
Определяемый компонент	Наименование загрязняющих веществ																						
	углеводородыC1-C6	Сероводород H2S																					
C1 мас %	99,94	0,06																					
ME, г/с	0,00439	0,000003																					
G, т/г	1,29883	0,00078																					
РД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.																							

Источник № 0012 Пункт налива нефти БЕ-50 на 2029г																							
Годовой объем перекачки нефти:				47 700	т/год																		
Количество:	n			1,0	шт.																		
Высота	h			5,0	м																		
Диаметр	d			0,10	м																		
Плотность нефти	p			0,8924	т/м3																		
Общее время работы	t			8784	ч/год																		
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:																							
$M = \frac{C_1}{3600} \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}$					т/с			(6.2.1)	0,00438883 т/сек														
C1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;																							
									56,63														
K _p ^{max} - опытный коэффициент, принимается по Приложению 8;																							
									0,93														
V _ч ^{max} - макс/ный объем паровой смеси, вытесняемой из резервуаров во время его заправки, м ³ /час;																							
									0,3														
Годовые выбросы:																							
$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6}$					т/год			(7.1)	1,29689384 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} -	16,12	Y _{вл} - 42,35														
B _{оз} , B _{вл} - Количество закачиваемой в автоцистерны нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, м ³ ;																							
							B _{оз} -	23850	B _{вл} - 23850														
Значение (C1 мас %) приведены согласно компонентного состава нефти																							
Максимально-разовый выброс: M = C1 * M / 100, г/с																							
							(5.2.4)																
Среднегодовые выбросы: G = C1 * G / 100, т/г																							
							(5.2.5)																
Идентификация состава выбросов																							
<table><tr><th rowspan="2">Определяемый компонент</th><th colspan="2">Наименование загрязняющих веществ</th></tr><tr><th>углеводороды C1-C6</th><th>Сероводород H2S</th></tr><tr><td>C1 мас %</td><td>99,94</td><td>0,06</td></tr><tr><td>ME, г/с</td><td>0,00439</td><td>0,000003</td></tr><tr><td>G, т/г</td><td>1,29612</td><td>0,00078</td></tr></table>										Определяемый компонент	Наименование загрязняющих веществ		углеводороды C1-C6	Сероводород H2S	C1 мас %	99,94	0,06	ME, г/с	0,00439	0,000003	G, т/г	1,29612	0,00078
Определяемый компонент	Наименование загрязняющих веществ																						
	углеводороды C1-C6	Сероводород H2S																					
C1 мас %	99,94	0,06																					
ME, г/с	0,00439	0,000003																					
G, т/г	1,29612	0,00078																					
РД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.																							

Источник № 0012 Пункт налива нефти БЕ-50 на 2030г										
Годовой объем перекачки нефти:				45 200	т/год					
Количество:	n			1,0	шт.					
Высота	h			5,0	м					
Диаметр	d			0,10	м					
Плотность нефти	p			0,8924	т/м3					
Общее время работы	t			8784	ч/год					
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:										
$M = \frac{C_1}{3600} \times K_p^{\max} \times V_v^{\max}$					т/с			(6.2.1)	0,00438883 т/сек	
C1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;										56,63
K _p ^{max} - опытный коэффициент, принимается по Приложению 8;										0,93
V _v ^{max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его заправки, м ³ /час;										0,3
Годовые выбросы:										
$G = (Y_{оз} \times B_{оз} + Y_{вл} \times B_{вл}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6}$					т/год			(7.1)	1,22892246 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} - 16,12 Y _{вл} - 42,35
B _{оз} , B _{вл} - Количество закачиваемой в автоцистерны нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, м ³ ;										B _{оз} - 22600 B _{вл} - 22600
Значение (C1 мас %) приведены согласно компонентного состава нефти										
Максимально-разовый выброс: M = C1 * M / 100, г/с										(5.2.4)
Среднегодовые выбросы: G = C1 * G / 100, т/г										(5.2.5)
Идентификация состава выбросов										

Источники № 0012 Пункт налива нефти БЕ-50 на 2033г					
Годовой объем перекачки нефти:		32 300	т/год		
Количество:	n		1,0 шт.		
Высота	h		5,0 м		
Диаметр	d		0,10 м		
Плотность нефти	p		0,8924 т/м3		
Общее время работы	t		8784 ч/год		
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:					
$M = \frac{C_{\text{т}} \times K_p^{\text{max}} \times V_{\text{ч}}^{\text{max}}}{3600}$				(6.2.1)	0,00438883 г/сек
С _т - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, т/м ³ , принимается по Приложению 12;					
					56,63
K _п ^{max} - опытный коэффициент, принимается по Приложению 8;					
					0,93
V _ч ^{max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его заправки, м ³ /час;					
					0,3
Годовые выбросы:					
$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\text{max}} \times 10^{-6}$				(7.1)	0,87819017 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} - 16,12	Y _{вл} - 42,35
B _{оз} , B _{вл} - Количество закачиваемой в автоцистерны нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, м ³ ;				B _{оз} - 16150	B _{вл} - 16150
Значение (С1 мас %) приведены согласно компонентного состава нефти					
Максимально-разовый выброс: M = C1 * M / 100, г/с				(5.2.4)	
Среднегодовые выбросы: G = C1 * G / 100, т/г				(5.2.5)	
Идентификация состава выбросов					

Источник № 0014 Дизельная электростанция (ДЭС)			
Марка, мощность, Vc	АД-30С-Т400	30 кВт;	А-категория
	n	1,0 шт.;	
	h	3,0 м;	
	d	0,2 м;	
Номинальный расход топлива		31,80 кг/ч;	
Расход дизельного топлива		6,4 т/г;	
Время работы		200 ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:			
$G_{ог} \approx 8,72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,			0,00832
b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;			
P_3 - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.			
Объемный расход отработавших газов (м ³ /с) определяется по формуле:			
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,			0,0232
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:			
$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$,			0,3591
где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],			
[6] можно принимать, кг/м ³ ;			1,31
$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.			723
Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:			
$e_i \cdot \text{Всек}$			
$M_{сек} = \frac{\dots}{3600}$, г/сек			
где: e_i - выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;			
P_3 - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);			
1/3600 - коэффициент пересчета «час» в «сек».			
Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:			
$e_i \cdot \text{Вгод}$			
$M_{год} = \frac{\dots}{1000}$, т/год			
где: q_i - выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;			
$V_{год}$ - расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;			
1/1000 - коэффициент пересчета «кг» в «т».			
Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки			
Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок	Выбросы вещества	
	e_i	г/с	т/г
Оксида углерода	25	0,2208	0,1590
Оксид азота	39	0,3445	0,2480
Диоксид азота	30	0,2650	0,1908
Сернистый ангидрид	10	0,0883	0,0636
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	12	0,1060	0,0763
Акролеин	1,2	0,0106	0,0076
Формальдегид	1,2	0,0106	0,0076
Сажа С	5	0,0442	0,0318
<i>Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п</i>			

Источник: №0015-001 Факельная установка на 2024-2033гг

СП Уаз - дежурная горелка при эксплуатации технологического оборудования (V7). Выброс происходит через трубу.

	n	1	Наименование вещества	УВ
	h	12 м	Оксид углерода	0,02
	d	0,08 м	Метан и другие углевод-ды в пересчете на CH4	0,0005
	Tr	800,00 °C	Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO2	0,003
	To	7,9 °C	Сажа	0,002
	p	0,706 кг/м³		
	коэфф.	0,031710	Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи равно:	
	T	8760 ч/г	Mco = 0,00041 т/с	0,01305 т/г
За год сжигается:		924 м³	Mch4 = 0,00001 т/с	0,00033 т/г
Часовой расход:		0,1 м³/ч	Mno2 = 0,00006 т/с	0,00196 т/г
Секундный расход, Вт:		0,000029 м³/с	Mсajа = 0,00004 т/с	0,00130 т/г
G = 1000 * B * p, т/с		0,02 т/с	Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0,8 - для NO2 и 0,13 - для NO	
			Mno2 = 0,00005 т/с	0,0016 т/гпер
			Mso = 0,00001 т/с	0,0003 т/гпер
Мощность выбросов сероводорода и меркаптанов рассчитывается по следующим формулам:				
MH2S=	0,01*[H2S]*G*(1-n)			
MRSn=	0,01*[RSH]*G*(1-n)			
MSO2=	0,02*[S]*G*n			
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:				
Mco2 = 0,01*G*(3,67*n*(C)n+(CO2)n)-Mco-Mch4-Mcн-Mc, т/с			0,0496 т/с	1,563 т/г
n		0,9984		
[C]n = 100 * Kc * Qнк, % мас.		65,3583442 %		
[CO2]n =		2,4400 %		
Kc =		0,0000816		
Qнк =		8009,601 ккал/м³		
Нижняя теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м³, значение которого по данным лабораторного анализа			8009,60100	
Qнк=85,5*(CH4)+152*(C2H6)+218*(C3H8)+283*(C4H10)+349*(C5H12)+56*(H2S)			согласно компонентного состава газа	
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси принимает вид:			[CH4]	93,514 16
Vг=В*Vнс*(273+Tr)/273, м³/с			[C2H6]	0,063 31
		0,0018 м³/с	[C3H8]	0,021 44
Vнс = 1 + a * Vo, м³/м³		15,8	[C4H10]	0 58
a =		1	[C5H12]	0 72
Vo =		14,8		
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси Wнст рассчитывается по формуле:				
Wнст=4*Вг/πd²,		0,0058 м/с		
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси:				
Wзв=91,5*[K*(To+273)]/M)0,5			24,35926599	4,935510712
K - показатель адiabаты для газовых смесей принимается			1,3	451,5992301 м/с
M - молекулярная масса газовой смеси				
M=0,01Σm*(j)0			14,99101	
m - молярная масса компонента, кг/моль				
j - содержание i-го вещества в смеси, %				
Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках				
Для проверки указанных в п.7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:				
Wнст /Wзв0,2			0,0000129	(условие беспламенного горения не выполняется)
Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле:				
Tr= T0+(Qн*(1-ε)*n/(Vнс*Снс)				1038,06 °C
ε - доля энергии =0,048*(m)0,5		3,871822568	0,185847483	
Снс			0,4 ккал/м³*°C	
Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.				

Источник: №0015-002 Факельная установка на 2024г									
ТО и ТР (Г.С). При техобслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (У8). Выброс происходит через трубу.									
	n			1		Наименование вещества		УВ	
	h			12 м		Оксид углерода		0,02	
	d			0,08 м		Метан и другие углевод-ды в пересчете на СН4		0,0005	
	Tr			800,00 °C		Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO2		0,003	
	To			7,9 °C		Сажа		0,002	
	p			0,706 кг/м³					
	коэфф.			0,031623		Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи равно:			
	T			8784 ч/г		Mco =		0,00420 г/с	0,13287 г/г
За год сжигается:					9 410 м³	Mch4 =		0,00011 г/с	0,00332 г/г
Часовой расход:					1,07 м³/ч	Mno2 =		0,00063 г/с	0,01993 г/г
Секундный расход, Вт:					0,0003 м³/с	Msajka =		0,00042 г/с	0,01329 г/г
G= 1000 * B * p, з/с					0,21 г/с	Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0,8 - для NO2 и 0,13 - для NO			
						Mno2 =		0,00050 г/с	0,0159 г/пер
						Mso =		0,00008 г/с	0,0026 г/пер
Мощность выбросов сероводорода и меркаптанов рассчитывается по следующим формулам:									
MH2S=		0,01*[H2S]*G*(1-n)							
MRSH=		0,01*[RSH]*G*(1-n)							
MSO2=		0,02*[S]*G*n							
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:									
Mco2 = 0,01*G*(3,67*n*[C]n*(CO2)n-Mco-Mch4-Mc1-Mc2						0,5035 г/с		15,922 г/г	
n					0,9984				
[C]n= 100 * Kc * Qнк, % мас.					65,3583442 %				
[CO2]n=					2,4400 %				
Kc =					0,0000816				
Qнк =					8009,601 ккал/м³				
Нижняя теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м³, значение которого по данным лабораторного анализа									
Qнк=85,5*(CH4)+152*(C2H6)+218*(C3H8)+283*(C4H10)+349*(C5H12)+56*(H2S)						8009,60100			
Расход выбрасываемой в атмосферу газококондсативной смеси									
принимает вид:									
Vг=В*Vnc*(273+Tr)/273, м³/с					0,0185 м³/с				
Vnc = 1 + a * Vo, м³/м³					15,8				
a =					1				
Vo =					14,8				
Скорость истечения сжигаемой газококондсативной смеси Wнст рассчитывается по формуле:									
Wнст =4*Вв/πd²					0,0592 м/с				
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси:									
Wзв =91,5*[K*(To+273)/M]0,5						24,35926599	4,935510712	451,5992301 м/с	
K- показатель адiabаты для газовых смесей принимается						1,3			
M- молекулярная масса газовой смеси									
M=0,01Σm*[j]0							14,99101		
m- молярная масса компонента, кг/моль									
j- содержание i-го вещества в смеси, %									
Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках									
Для проверки указанных в п.7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:									
Wнст /Wнст0,2						0,0001312	(условие беспламенного горения не выполняется)		
Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле:									
Tr= T0+(Qн*(1-ε)*n/(Vnc*Cnc)								1038,06 °C	
ε- доля энергии =0,048*(m)0,5					3,871822568	0,185847483			
Cnc							0,4	ккал/м³*°C	
Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.									

Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №231П от 31.01.2007г.

Источник: №0015-002 Факельная установка на 2026г

ТО и ТР (Г.С). При техобслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V8). Выброс происходит через трубу.

n

1

h

12 м

d

0,08 м

Тг

800,00 °C

To

7,9 °C

p

0,706 кг/м³

коэфф.

0,031710

T

8760 ч/г

За год сжигается:

8 415 м³

Часовой расход:

0,96 м³/ч

Секундный расход, Вт:

0,0003 м³/с

G= 1000 * В * p, з/с

0,19 т/с

МН2S=

0,01*[H2S]*C*(1-n)

MRSH=

0,01*[RSH]*C*(1-n)

MSO2=

0,02*[S]*C*n

Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:

0,4515 т/с

14,239 т/г

n

0,9984

[C]n= 100 * Кс * Qнк, % мас.

65,3583442 %

[CO2]n=

2,4400 %

Кс =

0,0000816

Qнк =

8009,601 ккал/м³

Нижняя теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м³, значение которого по данным лабораторного анализа

8009,60100

Qнк=85,5*[CH4]+152*[C2H6]+218*[C3H8]+283*[C4H10]+349*[C5H12]+56*[H2S]

Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси

принимает вид:

Vг=В*Vнк*(273+Тг)/273, м³/с

0,0166 м³/с

Vнк = 1 + a * Vo, м³/м³

15,8

a =

1

Vo =

14,8

Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси Wнкс рассчитывается по формуле:

0,0531 м/с

Wнкс=4*Вв/πd²

Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси:

Wзв=91,5*[К*(То+273)/М]0,5

24,35926599

4,935510712

451,5992301 м/с

К- показатель адiabаты для газовых смесей принимается

1,3

М-молекулярная масса газовой смеси

M=0,01Σm*[i]0

14,99101

m- молярная масса компонента, кг/моль

i- содержание i-го вещества в смеси, %

Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках

Для проверки указанных в п.7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:

Wнкс /Wзв0,2

0,0001176

(условие беспламенного горения не выполняется)

Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле:

Тг= T0+(Qн*(1-ε)*n/(Vнк*Снс)

1038,06 °C

ε- доля энергии =0,048*(m)0,5

3,871822568

0,185847483

Снс

0,4 ккал/м³*°C

Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.

Источник: №0015-002 Факельная установка на 2027г									
ТО и ТР (ГС). При техобслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (У8). Выброс происходит через трубу.									
	n			1		Наименование вещества		УВ	
	h			12 м		Оксид углерода		0,02	
	d			0,08 м		Метан и другие углевод-ды в пересчете на CH4		0,0005	
	Tr			800,00 °C		Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO2		0,003	
	To			7,9 °C		Сажа		0,002	
	p			0,706 кг/м³					
	коэфф.			0,031710		Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи равно:			
	T			8760 ч/г		Mco =	0,00390 т/с	0,12314 т/г	
За год сжигается:				8 721 м³		Mch4 =	0,00010 т/с	0,00308 т/г	
Часовой расход:				1,00 м³/ч		Mno2 =	0,00059 т/с	0,01847 т/г	
Секундный расход, Вт:				0,0003 м³/с		Mсажа =	0,00039 т/с	0,01231 т/г	
G= 1000 * В * p, т/с				0,20 т/с		Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0,8 - для NO2 и 0,13 - для NO			
						Mno2 =	0,00047 т/с	0,0148 т/г/пер	
						Mno =	0,00008 т/с	0,0024 т/г/пер	
Мощность выбросов сероводорода и меркаптанов рассчитывается по следующим формулам:									
MH2S=	0,01*[H2S]*G*(1-n)								
MRSn=	0,01*[RSH]*G*(1-n)								
MSO2=	0,02*[S]*G*n								
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:									
Mco2 = 0,01*G* (3,67*n*[C]n+(CO2)n)-Mco-Mch4-Mcn-Mc						0,4679 т/с		14,757 т/г	
n				0,9984					
[C]n= 100 * Kс * Qнк, % мас.				65,3583442 %					
[CO2]n=				2,4400 %					
Kс =				0,0000816					
Qнк =				8009,601 ккал/м³					
Нижняя теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м³, значение которого по данным лабораторного анализа									
Qнк=85,5*(CH4)+152(C2H6)+218(C3H8)+283(C4H10)+349(C5H12)+56(H2S)						8009,60100			
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси									
принимает вид:									
Vг=В*Vнг*(273+Tr)/273, м³/с				0,0172 м³/с					
Vнг = 1 + a * Vo, м³/м³				15,8					
a =				1					
Vo =				14,8					
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси Wнгтс рассчитывается по формуле:									
Wнгтс=4*Вг/πd²				0,0550 м/с					
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси:									
Wзв=91,5*[K*(To+273)/M]0,5					24,35926599	4,935510712	451,5992301 м/с		
K- показатель адиабаты для газовых смесей принимается					1,3				
M- молекулярная масса газовой смеси						14,99101			
M=0,01Σm*[j]0									
m- молярная масса компонента, кг/моль									
j- содержание i-го вещества в смеси, %									
Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках									
Для проверки указанных в п.7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:									
Wнгтс /Wзв0,2					0,0001219	(условие беспламенного горения не выполняется)			
Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле:									
Tr= To+(Qн*(1-ε)*n/(Vнг*Сгс)							1038,06 °C		
ε- доля энергии =0,048*(m)0,5					3,871822568	0,185847483			
Сгс							0,4 ккал/м³*°C		
Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.									

Источник: №0015-002 Факельная установка на 2028г

ТО и ТР (ГС). При техобслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V8). Выброс происходит через трубу.

n	1	Наименование вещества	УВ
h	12 м	Оксид углерода	0,02
d	0,08 м	Метан и другие углевод-ды в пересчете на CH4	0,0005
Tr	800,00 °C	Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO2	0,003
To	7,9 °C	Сажа	0,002
p	0,706 кг/м³		
коэфф.	0,031710	Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи равно:	
T	8760 ч/г	Mco =	0,00405 т/с 0,12773 т/г
За год сжигается:	9 046 м³	Mch4 =	0,00010 т/с 0,00319 т/г
Часовой расход:	1,03 м³/ч	Mno2 =	0,00061 т/с 0,01916 т/г
Секундный расход, Вт:	0,0003 м³/с	Mсажа =	0,00041 т/с 0,01277 т/г
G= 1000 * B * p, т/с	0,20 т/с	Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0,8 - для NO2 и 0,13 - для NO	
		Mno2 =	0,00049 т/с 0,0153 т/пер
		Mso =	0,00008 т/с 0,0025 т/пер
Мощность выбросов сероводорода и меркаптанов рассчитывается по следующим формулам:			
MH2S=	0,01*[H2S]*C*(1-n)		
MRSn=	0,01*[RSH]*C*(1-n)		
MSO2=	0,02*[S]*C*n		
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:			
Mco2 = 0,01*G*(3,67*n*(C)n+(CO2)n)-Mco-Mch4-Mc - т/с		0,4854 т/с	15,307 т/г
n	0,9984		
[C]n= 100 * Kc * Qнк, % мас.	65,3583442 %		
[CO2]n=	2,4400 %		
Kc =	0,0000816		
Qнк =	8009,601 ккал/м³		
Нижняя теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м³, значение которого по данным лабораторного анализа			
Qнк=85,5*(CH4)+152*(C2H6)+218*(C3H8)+283*(C4H10)+349*(C5H12)+56*(H2S)		8009,60100	
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси			
принимает вид:			
Vг=В*Vnc*(273+Tr)/273, м³/с	0,0178 м³/с		
Vnc = 1 + a * Vo, м³/м³	15,8		
a =	1		
Vo =	14,8		
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси Wнст рассчитывается по формуле:			
Wнст=4*Вв/πd²	0,0571 м/с		
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси:			
Wзв=91,5*[K*(To+273)/M]0,5	24,35926599	4,935510712	451,5992301 м/с
K - показатель адiabаты для газовых смесей принимается	1,3		
M - молекулярная масса газовой смеси		14,99101	
M=0,01Σm*[j]0			
m - молярная масса компонента, кг/моль			
j - содержание i-го вещества в смеси, %			
Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках			
Для проверки указанных в п.7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:			
Wнст /Wзв0,2		0,0001264	(условие беспламенного горения не выполняется)
Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле:			
Tr= T0+(Qн*(1-ε)*n/(Vnc*Cnc)		1038,06 °C	
ε - доля энергии =0,048*(m)0,5	3,871822568	0,185847483	
Cnc		0,4 ккал/м³*°C	
Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.			

Источник: №0015-002 Факельная установка на 2029г

ТО и ТР (ГС). При техобслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V8). Выброс происходит через трубу.

n1

h12

d0,08

Tr800,00

To7,9

p0,706

коэфф.0,031710

T8760

За год сжигается:

Часовой расход:

Секундный расход, Вт:

G=1000 * B * p, з/с

MH2S=0,01*[H2S]*C*(1-n)

MRSH=0,01*[RSH]*C*(1-n)

MSO2=0,02*[S]*C*n

Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:

MCO2=0,01*C*(3,67*n*[C]n+[CO2]n)-MCO-MC2H4-MC2

n0,9984

[C]n=100 * Kc * Qнк, % мас.

[CO2]n=2,4400

Kc=0,0000816

Qнк=8009,601

Нижняя теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м³, значение которого по данным лабораторного анализа

Qнк=85,5*[CH4]+152*[C2H6]+218*[C3H8]+283*[C4H10]+349*[C5H12]+56*[H2S]

Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси

принимает вид:

Vг=В*Vнс*(273+Tr)/273, м³/с

Vнс=1+a * Vo, м³/м³

a=1

Vo=14,8

Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси Wнст рассчитывается по формуле:

Wнст=4*В/πd²

Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси:

Wзв=91,5*[K*(To+273)/M]⁰,5

K-показатель для газовых смесей принимается

M-молекулярная масса газовой смеси

M=0,01*Σmi*ji

mi-молярная масса компонента, кг/моль

ji-содержание i-го вещества в смеси, %

Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках

Для проверки указанных в п.7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:

Wнст /Wзв≥0,2

Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле:

Tr=To+(Qн*(1-ε)*n/(Vнс*Cнс))

ε-доля энергии =0,048*(m)⁰,5

Cнс

Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.

Наименование вещества

УВ

Оксид углерода

0,02

Метан и другие углевод-ды в пересчете на CH4

0,0005

Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO2

0,003

Сажа

0,002

Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи равно:

MCH4=0,00010

MCO2=0,00060

MCAHA=0,00040

Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO

MNO2=0,00048

MNO=0,00008

Мощность выбросов сероводорода и меркаптанов рассчитывается по следующим формулам:

0,01*[H2S]*C*(1-n)

0,01*[RSH]*C*(1-n)

0,02*[S]*C*n

0,4813

15,178

8009,60100

согласно компонентного состава газа

[CH4]93,514

[C2H6]0,063

[C3H8]0,021

[C4H10]0,58

[C5H12]0,72

24,35926599

4,935510712

451,5992301

1,3

14,99101

0,0001254

3,871822568

0,185847483

0,4

1038,06

0,0566

1038,06

0,0001254

0,4

ПРОЕКТ ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К «ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УАЗ»

232

Источник: №0015-002 Факельная установка на 2030г									
ТО и ТР (Г С). При техобслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (У8). Выброс происходит через трубу.									
	n		1		Наименование вещества				УВ
	h		12 м		Оксид углерода				0,02
	d		0,08 м		Метан и другие углевод-ды в пересчете на СН4				0,0005
	Tr		800,00 °C		Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO2				0,003
	To		7,9 °C		Сажа				0,002
	p		0,706 кг/м³						
	коэфф.		0,031710		Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи равно:				
	T		8760 ч/г		Mco =	0,00381 г/с		0,12018 г/г	
За год сжигается:			8 511 м³		Mсн4 =	0,00010 г/с		0,00300 г/г	
Часовой расход:			0,97 м³/ч		Mno2 =	0,00057 г/с		0,01803 г/г	
Секундный расход, Вт:			0,0003 м³/с		Mс.а.ж.а =	0,00038 г/с		0,01202 г/г	
G= 1000 * В * p, г/с			0,19 г/с		Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0,8 - для NO2 и 0,13 - для NO				
					Mno2 =	0,00046 г/с		0,0144 г/пер	
					Mno =	0,00007 г/с		0,0023 г/пер	
Мощность выбросов сероводорода и меркаптанов рассчитывается по следующим формулам:									
MH2S=	0,01*[H2S]*G*(1-n)								
MRSn=	0,01*[RSH]*G*(1-n)								
MSO2=	0,02*[S]*G*n								
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:									
Mco2 = 0,01*G* (3,67*n*[C]n+(CO2)n)-Mco-Mсн4-MCn-MCn					0,4567 г/с		14,401 г/г		
n			0,9984						
[C]n= 100 * Kc * Qнк, % мас.			65,3583442 %						
[CO2]n=			2,4400 %						
Kc =			0,0000816						
Qнк =			8009,601 ккал/м³						
Нижняя теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м³, значение которого по данным лабораторного анализа									
Qнк=85,5*(CH4)+152*(C2H6)+218*(C3H8)+283*(C4H10)+349*(C5H12)+56*(H2S)					8009,60100				
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси									
принимает вид:									
Vг=В*Vnc*(273+Tr)/273, м³/с			0,0168 м³/с		согласно компонентного состава газа				
					[CH4]		93,514	16	
					[C2H6]		0,063	31	
					[C3H8]		0,021	44	
					[C4H10]		0	58	
					[C5H12]		0	72	
Vnc = 1 + a * Vo, м³/м³			15,8						
a =			1						
Vo =			14,8						
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси Wнст рассчитывается по формуле:									
Wнст =4*Вn/πd²			0,0537 м/с						
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси:									
Wзв =91,5*[K*(To+273)/M]0,5					24,35926599	4,935510712	451,5992301	м/с	
K- показатель адiabаты для газовых смесей принимается					1,3				
M-молекулярная масса газовой смеси									
M=0,01Σm*[j]0						14,99101			
m- молярная масса компонента, кг/моль									
j- содержание i-го вещества в смеси, %									
Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках									
Для проверки указанных в п.7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:									
Wнст /Wзв0,2					0,0001190		(условие беспламенного горения не выполняется)		
Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле:									
Tr= T0+(Qн*(1-ε)*n/(Vnc*Сnc)							1038,06 °C		
ε- доля энергии =0,048*(m)0,5					3,871822568	0,185847483			
Сnc							0,4 ккал/м³*°C		
Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.									

Источники: №0015-002 Факельная установка на 2031г

ТО и ТР (ГС). При техобслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V8). Выброс происходит через трубу.

n1

h12

d0,08

Tr800,00

To7,9

p0,706

коэфф.0,031710

T8760

За год сжигается:

Часовой расход:

Секундный расход, Вт:

G=1000 * B * p, з/с

МН2S=0,01*[H2S]*C*(1-n)

MRSH=0,01*[RSH]*C*(1-n)

MSO2=0,02*[S]*C*n

Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:

MCO2=0,01*C*(3,67*n*(C)n*(CO2)n)-MCO-MC2H4-MC2

n0,9984

[C]n=100 * Kc * Qнк, % мас.65,3583442

[CO2]n=2,4400

Kc=0,0000816

Qнк=8009,601

Нишняя теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м³, значение которого по данным лабораторного анализа

Qнк=85,5*(CH4)+152*(C2H6)+218*(C3H8)+283*(C4H10)+349*(C5H12)+56*(H2S)

Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси

принимает вид:

Vг=B*Vнс*(273+Tr)/273, м³/с

Vнс=1+a * Vo, м³/м³

a=1

Vo=14,8

Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси Wнст рассчитывается по формуле:

Wнст=4*Вг/πd²

Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси:

Wзв=91,5*[K*(To+273)/M]⁰,5

K-показатель адiabаты для газовых смесей принимается

M-молекулярная масса газовой смеси

M=0,01Σmᵢ/jᵢ

mᵢ-молярная масса компонента, кг/моль

jᵢ-содержание i-го вещества в смеси, %

Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках

Для проверки указанных в п.7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:

Wнст /Wзв≥0,2

Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле:

Tr=To+(Qн*(1-ε)*n/(Vнс*Cнс)

ε-доля энергии =0,048*(m)⁰,5

Cнс

Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.

Наименование вещества

УВ

Оксид углерода

0,02

Метан и другие углево-ды в пересчете на CH4

0,0005

Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO2

0,003

Сажа

0,002

Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи равно:

MCH4=0,00008

0,00267

MCO2=0,00051

0,01604

MCAЖA=0,00034

0,01069

Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0,8 - для NO2 и 0,13 - для NO

MNO2=0,00041

0,0128

MNO=0,00007

0,0021

Мощность выбросов сероводорода и меркаптанов рассчитывается по следующим формулам:

MН2S=0,01*[H2S]*C*(1-n)

MRSH=0,01*[RSH]*C*(1-n)

MSO2=0,02*[S]*C*n

Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:

MCO2=0,01*C*(3,67*n*(C)n*(CO2)n)-MCO-MC2H4-MC2

0,4064

12,816

согласно компонентного состава газа

[CH4]93,514

16

[C2H6]0,063

31

[C3H8]0,021

44

[C4H10]0

58

[C5H12]0

72

0,0478

24,35926599

4,935510712

451,5992301

1,3

14,99101

0,0001059

(условие беспламенного горения не выполняется)

1038,06

3,871822568

0,185847483

0,4

ПРОЕКТ ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К «ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УАЗ»

234

Источник: №0015-002 Факельная установка на 2032г										
ТО и ТР (Г.С). При техобслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (У8). Выброс происходит через трубу.										
	n		1			Наименование вещества		УВ		
	h		12	м		Оксид углерода		0,02		
	d		0,08	м		Метан и другие углевод-ды в пересчете на CH4		0,0005		
	Tr		800,00	°C		Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO2		0,003		
	To		7,9	°C		Сажа		0,002		
	p		0,706	кг/м³						
	коэфф.		0,031710			Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи равно:				
	T		8760	ч/г		Mco =	0,00301	г/с	0,09506	г/г
За год сжигается:			6 732	м³		Mch4 =	0,00008	г/с	0,00238	г/г
Часовой расход:			0,77	м³/ч		Mno2 =	0,00045	г/с	0,01426	г/г
Секундный расход, Вт:			0,0002	м³/с		Mсажа =	0,00030	г/с	0,00951	г/г
G= 1000 * В * p, г/с			0,15	г/с		Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0,8 - для NO2 и 0,13 - для NO				
						Mno2 =	0,00036	г/с	0,0114	г/гпер
						Mso =	0,00006	г/с	0,0019	г/гпер
Мощность выбросов сероводорода и меркаптанов рассчитывается по следующим формулам:										
MH2S=	0,01*[H2S]*G*(1-n)									
MRSH=	0,01*[RSH]*G*(1-n)									
MSO2=	0,02*[S]*G*n									
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:										
Mco2 = 0,01*G* (3,67*n*[C]n+(CO2)n)-Mco-Mch4-Mcн-Mc, г/с						0,3612	г/с	11,391	г/г	
n			0,9984							
[C]n= 100 * Kс * Qнк, % мас.			65,3583442	%						
[CO2]n=			2,4400	%						
Kс =			0,0000816							
Qнк =			8009,601	ккал/м³						
Нижняя теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м³, значение которого по данным лабораторного анализа										
Qнк=85,5*(CH4)+152(C2H6)+218(C3H8)+283(C4H10)+349(C5H12)+56(H2S]						8009,60100				
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси										
принимает вид:										
Vг=В*Vnc*(273+Tr)/273, м³/с			0,0133	м³/с		согласно компонентного состава газа				
						[CH4]		93,514	16	
						[C2H6]		0,063	31	
						[C3H8]		0,021	44	
						[C4H10]		0	58	
						[C5H12]		0	72	
Vnc = 1 + a * Vo, м³/м³			15,8							
a =			1							
Vo =			14,8							
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси Wнст рассчитывается по формуле:										
Wнст =4*Вв/πd²,			0,0425	м/с						
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси:										
Wзв =91,5*[К*(To+273)]/Mj0,5					24,35926599	4,935510712	451,5992301	м/с		
K- показатель адиабаты для газовых смесей принимается					1,3					
M- молекулярная масса газовой смеси										
M=0,01Σm*[j]j0						14,99101				
m - молярная масса компонента, кг/моль										
j- содержание i-го вещества в смеси, %										
Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках										
Для проверки указанных в п.7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:										
Wнст /Wнг0,2					0,0000941	(условие беспламенного горения не выполняется)				
Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле:										
Tr= T0+(Qн*(1-ε)*n/(Vnc*Сnc)							1038,06	°C		
ε- доля энергии =0,048*(m)0,5				3,871822568	0,185847483					
Сnc						0,4	ккал/м³*°C			
Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.										

Источники: №0016 Дежурная горелка на 2024-2033гг									
УФА-180-20. Выброс происходит через трубу:									
	n			1	Наименование вещества				
					УВ				
	h			12 м	Оксид углерода				
					0,02				
	d			0,08 м	Метан и другие углевод-ды в пересчете на CH4				
					0,0005				
	Tr			800,00 °C	Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO2				
	To			7,9 °C	0,003				
	p			0,706 кг/м³	Сажа				
					0,002				
	коэфф.			1,653439	Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи равно:				
	T			168 ч/г	Mco = 0,00981 г/с 0,00593 г/г				
За год сжигается:				420 м³	Mch4 = 0,00025 г/с 0,00015 г/г				
Часовой расход:				2,50 м³/ч	Mno2 = 0,00147 г/с 0,00089 г/г				
Секундный расход, Вт:				0,0007 м³/с	Mсажа = 0,00098 г/с 0,00059 г/г				
G= 1000 * B * p, г/с				0,49 г/с	Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO				
					Mno2 = 0,00118 г/с 0,0007 г/пер				
					Mno = 0,00019 г/с 0,0001 г/пер				
Мощность выбросов сероводорода и меркаптанов рассчитывается по следующим формулам:									
MH2S=		0,01*[H2S]*C*(1-n)							
MRSH=		0,01*[RSH]*C*(1-n)							
MSO2=		0,02*[S]*C*n							
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:									
Mco2 = 0,01*C*(3,67*n*(C)ac(CO2)ac)-Mco-Mch4-Mc1-Mc2, г/с					1,1751 г/с 0,711 г/г				
n				0,9984					
[C]n= 100 * Kc * Qнк, % мас.				65,3583442 %					
[CO2]n=				2,4400 %					
Kc =				0,0000816					
Qнк =				8009,601 ккал/м³					
Нижняя теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м³, значение которого по данным лабораторного анализа									
Qнк=85,5*(CH4)+152(C2H6)+218(C3H8)+283(C4H10)+349(C5H12)+56(H2S)					8009,60100				
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси									
принимает вид:					согласно компонентного состава газа				
Vг=В*Vnc*(273+Tr)/273, м³/с				0,0431 м³/с					
Vnc = 1 + a * Vo, м³/м³				15,8					
a =				1					
Vo =				14,8					
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси Wнст рассчитывается по формуле:									
Wнст=4*Вг/πd²				0,1382 м/с					
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси:									
Wзв=91,5*[K*(To+273)/M]0,5					24,35926599	4,935510712	451,5992301	м/с	
K- показатель адиабаты для газовых смесей принимается					1,3				
M- молекулярная масса газовой смеси					14,99101				
M=0,01Σm*[j]0									
m- молярная масса компонента, кг/моль									
j- содержание i-го вещества в смеси, %									
Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках									
Для проверки указанных в п.7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:									
Wнст /Wнст0,2					0,0003061	(условие беспламенного горения не выполняется)			
Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле:									
Tr= To+(Qн*(1-ε)*n/(Vnc*Спс)					1038,06 °C				
ε- доля энергии =0,048*(m)0,5				3,871822568	0,185847483				
Спс					0,4 ккал/м³*°C				
Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.									

Источник: №0017 Продукта факельного коллектора на 2024-2033гг									
УФА-180-20. Выброс происходит через трубу:									
	n		1	Наименование вещества			УВ		
	h		12 м	Оксид углерода			0,02		
	d		0,08 м	Метан и другие углевод-ды в пересчете на CH ₄			0,0005		
	Tr		800,00 °C	Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO ₂			0,003		
	To		7,9 °C	Сажа			0,002		
	p		0,706 кг/м ³						
	коэфф.		1,653439	Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи равно:					
	T		168 ч/г	M _{CO} =		0,01177 т/с	0,00712 т/г		
За год сжигается:			504 м ³	M _{CH4} =		0,00029 т/с	0,00018 т/г		
Часовой расход:			3,00 м ³ /ч	M _{NO2} =		0,00177 т/с	0,00107 т/г		
Секундный расход, Вт:			0,0008 м ³ /с	M _{САЖА} =		0,00118 т/с	0,00071 т/г		
G = 1000 * B * p, т/с			0,59 т/с	Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0,8 - для NO ₂ и 0,13 - для NO					
				M _{NO2} =		0,00141 т/с	0,0009 т/пер		
				M _{NO} =		0,00023 т/с	0,0001 т/пер		
Мощность выбросов сероводорода и меркаптанов рассчитывается по следующим формулам:									
MH2S=	0,01*[H2S]*G*(1-n)								
MRSH=	0,01*[RSH]*G*(1-n)								
MSO ₂ =	0,02*[S]*G*n								
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:									
M _{CO2} = 0,01*G*(3,67*n*[C] _{ар} [CO ₂] _{ар} -M _{CO} -M _{CH₄} -M _{C₁} -M _{C₂} , т/с				1,4101 т/с		0,853 т/г			
n			0,9984						
[C] _{ар} = 100 * K _c * Q _{нж} , % мас.			65,3583442 %						
[CO ₂] _{ар} =			2,4400 %						
K _c =			0,0000816						
Q _{нж} =			8009,601 ккал/м ³						
Нижняя теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м ³ , значение которого по данным лабораторного анализа Q _{нж} =85,5*(CH ₄)+152*(C ₂ H ₆)+218*(C ₃ H ₈)+283*(C ₄ H ₁₀)+349*(C ₅ H ₁₂)+56*(H ₂ S)									
Расход выбрасываемой в атмосферу газококондсатной смеси принимает вид:									
V _i =B*V _{нж} *(273+Tr)/273, м ³ /с				0,0518 м ³ /с					
V _{нж} = 1 + a * V ₀ , м ³ /м ³				15,8					
a =			1						
V ₀ =			14,8						
Скорость истечения сжигаемой газококондсатной смеси W _{нст} рассчитывается по формуле:									
W _{нст} =4*Вв/πd ²				0,1659 м/с					
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси:									
W _{зв} =91,5*[K*(To+273)/M] ^{0,5}				24,35926599	4,935510712	451,5992301 м/с			
K- показатель адиабаты для газовых смесей принимается				1,3					
M- молекулярная масса газовой смеси									
M=0,01Σm _i *j _i				14,99101					
m _i - молярная масса компонента, кг/моль									
j _i - содержание i-го вещества в смеси, %									
Условие беспламенного горения газовых смесей на факельных установках									
Для проверки указанных в п.7 условий беспламенного горения выполняются следующие условия:									
W _{нст} /W _{зв} 0,2				0,0003673		(условие беспламенного горения не выполняется)			
Температура горения газовой смеси рассчитывается по формуле:									
Tr= To+(Q _{нж} *(1-ε)*n/(V _{нж} *C _{нж})				1038,06 °C					
ε- доля энергии =0,048*(m) ^{0,5}				3,871822568	0,185847483				
C _{нж}				0,4 ккал/м ³ *°C					
Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.									

Источник №0018 Резервуар РВС на 2024г									
Местонахождение - месторождение УАЗ									
Количество резервуаров (РВС) - 1ед.									
Объем резервуаров -2000 м3-1ед.									
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара	Vp	2000	м ³ ;						
Количество РВС	n	1	шт.;						
Время хранения нефти	t	8784	ч/г;						
Коли-во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года	B	50 300	т/г;						
Плотность нефти равна	ρ _ж	0,8924	т/м ³ ;						
Температура начала кипения смеси	T _{ки}	110	°C;						
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закипавшей жидкости, близкой к температуре воздуха;									
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (ρ _ж * V)									
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:									
максимальные выбросы									
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_B \times V_{ч}^{max}}{10^4}$									
, т/с									
годовые выбросы									
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_B + K_t^{min}) \times K_p^{op} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$									
, т/г									
где:									
K _t ^{max} , K _t ^{min} - опытные коэффициенты (приложение 7);									
K _p ^{op} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);									
P38 - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик... (П.4.1));									
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);									
V _ч ^{max} - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВС во время его качачи, м ³ /час;									
K _б - опытный коэффициент (приложение 9);									
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);									
ρ _ж - плотность жидкости, т/м ³ ;									
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;									
Максимально-разовый выброс: M = C1 * M / 100, т/с									
Среднегодовые выбросы: G = C1 * G / 100, т/г									
(C1 мас %) - согласно состава нефти.									
Идентификация состава выбросов									
Определяемый параметр	Углеводороды								
	предельные			непредельные (по аминдам)	ароматические				серов-ол
	Всего	C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀		Всего	бензол	толуол	ксилол	этилб-ол
C1 мас %	99,26	72,26	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11	0,06
Сырая нефть									
M, т/с		0,0766	0,0284			0,00037	0,00023	0,00012	0,00006
G, т/г		5,5347	2,0527			0,02681	0,01685	0,00843	0,004596
РИД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров". Астана, 2004г.									
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти									
		C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀	бензол	толуол	ксилол	серов-ол		
т/с		0,08238	0,03055	0,00040	0,00025	0,00013	0,00011		
т/г		5,71686	2,12029	0,02769	0,01741	0,00870	0,00611		

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Местонахождение - В.Молдабек				
Количество		1	шт.	
Время работы		8784	ч/г	
Коэффициент использования оборуд.		0,0316232		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}		0,7226	доли/ед.	
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с _{ji}		0,268	доли/ед.	
бензол, с _{ji}		0,0035	доли/ед.	
толуол, с _{ji}		0,0022	доли/ед.	
ксилол, с _{ji}		0,0011	доли/ед.	
сероводород, с _{ji}		0,006	доли/ед.	
Фланцы, шт, n _j		12	шт.	
ЗРА, шт, n _j		6	шт.	
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * p_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения}$				
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 _{nyj} — величина утечки потока i — го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);				
p _j — число неподвижных уплотнений на потоке i — го вида, (на устье скважин — запорно-регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнений);				
x _{nyj} — доля уплотнений на потоке i — го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);				
с _{ji} — массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i — м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{nyj}		0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g _{nyj}		3,61		мг/с
доля утечки ФС, x _{nyj}		0,05		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}		0,365		
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}		5,76049		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆-C₁₀}		2,13647		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆H₆}		0,02790		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₇H₈}		0,01754		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₈H₁₀}		0,00877		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}		0,04783		мг/с
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}		0,005760	г/с	0,18216 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}		0,002136	г/с	0,06756 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆H₆}		0,0000279	г/с	0,00088 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₇H₈}		0,0000175	г/с	0,00055 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₈H₁₀}		0,0000088	г/с	0,00028 т/г
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}		0,0000478	г/с	0,00151 т/г

Источник №0018 Резервуар РВС на 2025г										
Местонахождение - месторождение УАЗ										
Количество резервуара (РВС) - 1ед.										
Объем резервуаров -2000 м3-1ед.										
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.										
Общий объем резервуара				Vp	2000 м ³ ;					
Количество РВС				n	1 шт.;					
Время хранения нефти				t	8760 ч/г;					
Коли\во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года				B	47 800 т/г;					
Плотность нефти равна				ρ _ж	0,8924 т/м ³ ;					
Температура начала кипения смеси				T _{ки}	110 °С;					
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закипавшей жидкости, близкой к температуре воздуха;										
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (гж * V)										
					(5.1.8)	26,782				
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам: максимальные выбросы										
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_B \times V_{ч}^{max}}{10^4}$						(5.2.1)	0,1060 т/с			
годовые выбросы										
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_B + K_t^{min}) \times K_p^{op} \times K_{об} \times B}{10^3 \times \rho_{ж}}$						(5.2.2)	7,2787 т/г			
где:										
K _t ^{max} , K _t ^{min} - опытные коэффициенты (приложение 7);				K _p ^{max} = 0,26		K _p ^{min} = 0,56				
K _p ^{op} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);				K _p ^{op} = 0,58		K _p ^{min} = 0,83				
P38 - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик... (П.4.1));										
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);						67,024				
V _ч ^{max} - макси\ный объем паров\ной смеси, вытесняемой из РВС во время его заправки, м ³ /час;						3,6				
K _б - опытный коэффициент (приложение 9);						1,0				
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);						2,5				
гж - плотность жидкости, т/м ³ ;						0,8924				
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;						47800				
Максимально-разовый выброс: M = C1 * M / 100, т/с						(5.2.4)				
Среднегодовые выбросы: G = C1 * G / 100, т/г						(5.2.5)				
(C1 мас %) - согласно состава нефти.										
Идентификация состава выбросов										
Определяемый параметр		Углеводороды								
		предельные			непредельные (по аминдам)	ароматические				серов-ол
Всего	C ₁ -C ₄	C ₅ -C ₁₀	Всего	бензол		толуол	ксилол	этилб-ол		
C1 мас %	99,26	72,26	26,8	0,68	0,35	0,22	0,11		0,06	
Сырая нефть										
M, т/с		0,0766	0,0284		0,00037	0,00023	0,00012		0,00006	
G, т/г		5,2596	1,9507		0,02548	0,01601	0,00801		0,004367	
РПД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров". Астана, 2004г.										
Выбросы вредных веществ от РВСа.										
Состав нефти		C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀	бензол	толуол	ксилол	серов-ол			
т/с		0,08238	0,03055	0,00040	0,00025	0,00013	0,00011			
т/г		5,44128	2,01808	0,02636	0,01657	0,00828	0,00588			

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Местонахождение - В.Молдабек				
Количество		1	шт.	
Время работы		8760	ч/г	
Коэффициент использование оборуд.		0,0317098		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}		0,7226	доли/ед.	
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с _{ji}		0,268	доли/ед.	
бензол, с _{ji}		0,0035	доли/ед.	
толуол, с _{ji}		0,0022	доли/ед.	
ксилол, с _{ji}		0,0011	доли/ед.	
сероводород, с _{ji}		0,006	доли/ед.	
Фланцы, шт, n _j		12	шт.	
ЗРА, шт, n _j		6	шт.	
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * p_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения}$				
$\text{в целом по установке (предприятии), мг/с;}$				
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных}$				
$\text{выбросах в целом по установке (предприятии), шт.};$				
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по}$				
$\text{установке (предприятии), шт.};$				
$g_{nyj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);}$				
$p_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-}$				
$\text{регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнений);}$				
$x_{nyj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях}$				
$\text{единицы (см. приложение 1);}$				
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях}$				
$\text{единицы (согласно компонентного состава нефти).}$				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{nyj}		0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g _{nyj}		3,61		мг/с
доля утечки ФС, x _{nyj}		0,05		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}		0,365		
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}		5,76049		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆-C₁₀}		2,13647		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆H₆}		0,02790		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₇H₈}		0,01754		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₈H₁₀}		0,00877		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}		0,04783		мг/с
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}		0,005760	г/с	0,18166 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}		0,002136	г/с	0,06738 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆H₆}		0,0000279	г/с	0,00088 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₇H₈}		0,0000175	г/с	0,00055 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₈H₁₀}		0,0000088	г/с	0,00028 т/г
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}		0,0000478	г/с	0,00151 т/г

Источник №0018 Резервуар РВС на 2026г									
Местонахождение - месторождение УАЗ									
Количество резервуаров (РВС) - 1ед.									
Объем резервуаров -2000 м3-1ед.									
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара	Vp	2000	м ³ ;						
Количество РВС	n	1	шт.;						
Время хранения нефти	t	8784	ч/г;						
Коли-во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года	B	44 700	т/г;						
Плотность нефти равна	ρ _ж	0,8924	т/м ³ ;						
Температура начала кипения смеси	T _{ки}	110	°C;						
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закипавшей жидкости, близкой к температуре воздуха;									
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (ρ _ж * V)									
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:									
максимальные выбросы									
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_B \times V_{ч}^{max}}{10^4}$									
, т/с									
годовые выбросы									
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_B + K_t^{min}) \times K_p^{op} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$									
, т/г									
где:									
K _t ^{max} , K _t ^{min} - опытные коэффициенты (приложение 7);									
K _p ^{op} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);									
P38 - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик... (П.4.1));									
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);									
V _ч ^{max} - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВС во время его качачи, м ³ /час;									
K _б - опытный коэффициент (приложение 9);									
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);									
ρ _ж - плотность жидкости, т/м ³ ;									
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;									
Максимально-разовый выброс: M = C1 * M / 100, т/с									
Среднегодовые выбросы: G = C1 * G / 100, т/г									
(C1 мас %) - согласно состава нефти.									
Идентификация состава выбросов									
Определяемый параметр	Углеводороды								
	предельные			непредельные (по амиладам)	ароматические				серов-ол
	Всего	C ₁ -C ₄	C ₅ -C ₁₀		Всего	бензол	толуол	ксилол	
C1 мас %	99,26	72,26	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11	0,06
Сырая нефть									
M, т/с		0,0766	0,0284			0,00037	0,00023	0,00012	0,00006
G, т/г		4,9185	1,8242			0,02382	0,01497	0,00749	0,004084
РИД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров". Астана, 2004г.									
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти									
т/с		C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀	бензол	толуол	ксилол	серов-ол		
т/г		0,08238	0,03055	0,00040	0,00025	0,00013	0,00011		
		5,10017	1,89157	0,02470	0,01553	0,00776	0,00559		

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Местонахождение - В.Молдабек				
Количество		1	шт.	
Время работы		8760	ч/г	
Коэффициент использование оборуд.		0,0317098		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}		0,7226	доли/ед.	
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с _{ji}		0,268	доли/ед.	
бензол, с _{ji}		0,0035	доли/ед.	
толуол, с _{ji}		0,0022	доли/ед.	
ксилол, с _{ji}		0,0011	доли/ед.	
сероводород, с _{ji}		0,006	доли/ед.	
Фланцы, шт, n _j		12	шт.	
ЗРА, шт, n _j		6	шт.	
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения}$				
$\text{в целом по установке (предприятии), мг/с;}$				
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных}$				
$\text{выбросах в целом по установке (предприятии), шт.};$				
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по}$				
$\text{установке (предприятии), шт.};$				
$g_{nyj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);}$				
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-}$				
$\text{регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнений);}$				
$x_{nyj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях}$				
$\text{единицы (см. приложение 1);}$				
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях}$				
$\text{единицы (согласно компонентного состава нефти).}$				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{nyj}		0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g _{nyj}		3,61		мг/с
доля утечки ФС, x _{nyj}		0,05		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}		0,365		
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}		5,76049		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆-C₁₀}		2,13647		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆H₆}		0,02790		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₇H₈}		0,01754		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₈H₁₀}		0,00877		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}		0,04783		мг/с
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}		0,005760	г/с	0,18166 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}		0,002136	г/с	0,06738 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆H₆}		0,0000279	г/с	0,00088 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₇H₈}		0,0000175	г/с	0,00055 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₈H₁₀}		0,0000088	г/с	0,00028 т/г
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}		0,0000478	г/с	0,00151 т/г

Источник №0018 Резервуар РВС на 2027г									
Местонахождение - месторождение УАЗ									
Количество резервуара (РВС) - 1ед.									
Объем резервуаров -2000 м3-1ед.									
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара				Vp	2000 м ³ ;				
Количество РВС				n	1 шт.;				
Время хранения нефти				t	8784 ч/г;				
Коли\во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года				B	46 200 т/г;				
Плотность нефти равна				ρж	0,8924 т/м ³ ;				
Температура начала кипения смеси				Tки	110 °С;				
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 / (ρж * V)									
(5.1.8)					25,885				
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам: максимальные выбросы									
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_B \times V_{ч}^{max}}{10^4}$				(5.2.1)		0,1060 т/с			
годовые выбросы									
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_B + K_t^{min}) \times K_p^{op} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$				(5.2.2)		7,0351 т/г			
где:									
K _t ^{max} , K _t ^{min} - опытные коэффициенты (приложение 7);				K _t ^{max} = 0,26		K _t ^{min} = 0,56			
K _p ^{op} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);				K _p ^{op} = 0,58		K _p ^{max} = 0,83			
P38 - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик... (П.4.1));									
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);						67,024			
V _ч ^{max} - макси\ный объем паров\ной смеси, вытесняемой из РВС во время его закачки, м ³ /час;						3,6			
K _B - опытный коэффициент (приложение 9);						1,0			
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);						2,5			
ρж - плотность жидкости, т/м ³ ;						0,8924			
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;						46200			
Максимально-разовый выброс: M = C1 * M / 100, т/с				(5.2.4)					
Среднегодовые выбросы: G = C1 * G / 100, т/г				(5.2.5)					
(C1 мас %) - согласно состава нефти.									
Идентификация состава выбросов									
Углеводороды									
ароматические									
серов-ол									
Определяемый параметр									
предельные									
непредельные (по аминам)									
ароматические									
серов-ол									
Всего									
бензол									
толуол									
ксилол									
этилб-ол									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
Сырая нефть									
0,0766									
0,0284									
0,00037									
0,00023									
0,00012									
0,00006									
5,0836									
1,8854									
0,02462									
0,01548									
0,00774									
0,004221									
РИД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров". Астана, 2004г.									
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти									
C ₁ -C ₅									
C ₆ -C ₁₀									
бензол									
толуол									
ксилол									
серов-ол									
0,08238									
0,03055									
0,00040									
0,00025									
0,00013									
0,00011									
5,26522									
1,95278									
0,02550									
0,01603									
0,00802									
0,00573									

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Местонахождение - В.Молдабек				
Количество		1	шт.	
Время работы		8760	ч/г	
Коэффициент использование оборуд.		0,0317098		
углеводород C1-C5, с _{ji}		0,7226	доли/ед.	
углеводород C6-C10, с _{ji}		0,268	доли/ед.	
бензол, с _{ji}		0,0035	доли/ед.	
толуол, с _{ji}		0,0022	доли/ед.	
ксилол, с _{ji}		0,0011	доли/ед.	
сероводород, с _{ji}		0,006	доли/ед.	
Фланцы, шт, n _j		12	шт.	
ЗРА, шт, n _j		6	шт.	
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyij} * p_i * x_{nyij} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятии), мг/с;}$				
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$				
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$				
$g_{nyij} - \text{величина утечки потока i - го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);}$				
$p_i - \text{число неподвижных уплотнений на потоке i - го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнений);}$				
$x_{nyij} - \text{доля уплотнений на потоке i - го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$				
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i - м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{nyj}		0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g _{nyj}		3,61		мг/с
доля утечки ФС, x _{nyj}		0,05		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}		0,365		
выбросы вредного вещества, Y _{nyC1-C5}		5,76049		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC6-C10}		2,13647		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC6H6}		0,02790		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC7H8}		0,01754		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC8H10}		0,00877		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyH2S}		0,04783		мг/с
валовые выбросы, Y _{nyC1-C5}		0,005760	г/с	0,18166 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC6-C10}		0,002136	г/с	0,06738 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC6H6}		0,0000279	г/с	0,00088 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC7H8}		0,0000175	г/с	0,00055 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC8H10}		0,0000088	г/с	0,00028 т/г
валовые выбросы, Y _{nyH2S}		0,0000478	г/с	0,00151 т/г

Источник №0018 Резервуар РВС на 2028г									
Местонахождение - месторождение УАЗ									
Количество резервуара (РВС) - 1ед.									
Объем резервуаров -2000 м3-1ед.									
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара				Vp	2000 м ³ ;				
Количество РВС				n	1 шт.;				
Время хранения нефти				t	8784 ч/г;				
Коли\во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года				B	47 800 т/г;				
Плотность нефти равна				ρж	0,8924 т/м ³ ;				
Температура начала кипения смеси				Tки	110 °С;				
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закипавшей жидкости, близкой к температуре воздуха;									
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (ρж * V)									
(5.1.8)					26,782				
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам: максимальные выбросы									
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_B \times V_{ч}^{max}}{10^4}$				(5.2.1)		0,1060 т/с			
годовые выбросы									
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_B + K_t^{min}) \times K_p^{op} \times K_{об} \times B}{10^3 \times \rho_{ж}}$				(5.2.2)		7,2787 т/г			
где:									
K _t ^{max} , K _t ^{min} - опытные коэффициенты (приложение 7);				K _t ^{max} = 0,26		K _t ^{min} = 0,56			
K _p ^{op} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);				K _p ^{op} = 0,58		K _p ^{max} = 0,83			
P38 - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°С (Сборник методов... (П.4.1));									
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);						67,024			
V _ч ^{max} - макси\ный объем паров\ной смеси, вытесняемой из РВС во время его закачки, м ³ /час;						58			
K _B - опытный коэффициент (приложение 9);						3,6			
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);						1,0			
ρж - плотность жидкости, т/м ³ ;						2,5			
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;						0,8924			
Максимально-разовый выброс: M = C1 * M / 100, т/с				(5.2.4)		47800			
Среднегодовые выбросы: G = C1 * G / 100, т/г				(5.2.5)					
(C1 мас %) - согласно состава нефти.									
Идентификация состава выбросов									
Углеводороды									
ароматические									
серо-ол									
Всего									
бензол									
толуол									
ксилол									
тилол-ол									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,00037									
0,00023									
0,00012									
0,00006									
0,0766									
0,0284									
0,00037									
0,00023									
0,00012									
0,00006									
0,0766									
0,0284									
0,00037									
0,00023									
0,00012									
0,00006									
5,2596									
1,9507									
0,02548									
0,01601									
0,00801									
0,004367									
РИД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров". Астана, 2004г.									
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти									
C1-C5									
C6-C10									
бензол									
толуол									
ксилол									
серо-ол									
0,08238									
0,03055									
0,00040									
0,00025									
0,00013									
0,00011									
5,44128									
2,01808									
0,02636									
0,01657									
0,00828									
0,00588									

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Местонахождение - В.Молдабек			
Количество	1	шт.	
Время работы	8760	ч/г	
Коэффициент использование оборуд.	0,0317098		
углеводород C ₁ -C ₅ , c _{ji}	0,7226	доли/ед.	
углеводород C ₆ -C ₁₀ , c _{ji}	0,268	доли/ед.	
бензол, c _{ji}	0,0035	доли/ед.	
толуол, c _{ji}	0,0022	доли/ед.	
ксилол, c _{ji}	0,0011	доли/ед.	
сероводород, c _{ji}	0,006	доли/ед.	
Фланцы, шт, n _j	12	шт.	
ЗРА, шт, n _j	6	шт.	
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения}$			
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 _{nyj} — величина утечки потока i — го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);			
n _j — число неподвижных уплотнений на потоке i — го вида, (на устье скважин — запорно-			
регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнений);			
x _{nyj} — 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 _{nyj}	0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g _{nyj}	3,61		мг/с
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,05		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,365		
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}	5,76049		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆-C₁₀}	2,13647		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆H₆}	0,02790		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₇H₈}	0,01754		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₈H₁₀}	0,00877		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}	0,04783		мг/с
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,005760	г/с	0,18166 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}	0,002136	г/с	0,06738 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆H₆}	0,0000279	г/с	0,00088 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₇H₈}	0,0000175	г/с	0,00055 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₈H₁₀}	0,0000088	г/с	0,00028 т/г
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}	0,0000478	г/с	0,00151 т/г

Источник №0018 Резервуар РВС на 2029г									
Местонахождение - месторождение УАЗ									
Количество резервуара (РВС) - 1ед.									
Объем резервуаров -2000 м3-1ед.									
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара				Vp	2000 м ³ ;				
Количество РВС				n	1 шт.;				
Время хранения нефти				t	8784 ч/г;				
Коли\во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года				B	47 700 т/г;				
Плотность нефти равна				ρ _ж	0,8924 т/м ³ ;				
Температура начала кипения смеси				T _{ки}	110 °С;				
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закипавшей жидкости, близкой к температуре воздуха;									
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (гж * V)									
(5.1.8)					26,726				
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам: максимальные выбросы									
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_B \times V_{ч}^{max}}{10^4}$				(5.2.1)		0,1060 т/с			
годовые выбросы									
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_B + K_t^{min}) \times K_p^{op} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$				(5.2.2)		7,2635 т/г			
где:									
K _t ^{max} , K _t ^{min} - опытные коэффициенты (приложение 7);					K _t ^{min} = 0,26		K _t ^{max} = 0,56		
K _p ^{op} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);					K _p ^{op} = 0,58		K _p ^{max} = 0,83		
P38 - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик... (П.4.1));									
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);					67,024				
V _ч ^{max} - макси\ный объем паров\ной смеси, вытесняемой из РВС во время его закачки, м ³ /час;					3,6				
K _б - опытный коэффициент (приложение 9);					1,0				
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);					2,5				
гж - плотность жидкости, т/м ³ ;					0,8924				
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;					47700				
Максимально-разовый выброс: M = C1 * M / 100, т/с					(5.2.4)				
Среднегодовые выбросы: G = C1 * G / 100, т/г					(5.2.5)				
(C1 мас %) - согласно состава нефти.									
Идентификация состава выбросов									
Определяемый параметр		Углеводороды							
		предельные			непредельные (по аминам)	ароматические			
Всего	C ₁ -C ₄	C ₅ -C ₁₀	Всего	бензол		толуол	ксилол	тилол-ол	
C1 мас %	99,26	72,26	26,8	0,68	0,35	0,22	0,11		0,06
Сырая нефть									
M, т/с		0,0766	0,0284		0,00037	0,00023	0,00012		0,00006
G, т/г		5,2486	1,9466		0,02542	0,01598	0,00799		0,004358
РИД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров". Астана, 2004г.									
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти									
т/с		C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀	бензол	толуол	ксилол	серов-ол		
т/г		0,08238	0,03055	0,00040	0,00025	0,00013	0,00011		
		5,43027	2,01400	0,02630	0,01653	0,00827	0,00587		

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Местонахождение - В.Молдабек			
Количество	1	шт.	
Время работы	8760	ч/г	
Коэффициент использование оборуд.	0,0317098		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,7226	доли/ед.	
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с _{ji}	0,268	доли/ед.	
бензол, с _{ji}	0,0035	доли/ед.	
толуол, с _{ji}	0,0022	доли/ед.	
ксилол, с _{ji}	0,0011	доли/ед.	
сероводород, с _{ji}	0,006	доли/ед.	
Фланцы, шт, n _j	12	шт.	
ЗРА, шт, n _j	6	шт.	
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения}$			
$\text{в целом по установке (предприятии), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных}$			
$\text{выбросах в целом по установке (предприятии), шт.};$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по}$			
$\text{установке (предприятии), шт.};$			
$g_{nyj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);}$			
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-}$			
$\text{регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнений);}$			
$x_{nyj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях}$			
$\text{единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях}$			
$\text{единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{nyj}	0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g _{nyj}	3,61		мг/с
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,05		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,365		
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}	5,76049		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆-C₁₀}	2,13647		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆H₆}	0,02790		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₇H₈}	0,01754		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₈H₁₀}	0,00877		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}	0,04783		мг/с
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,005760	г/с	0,18166 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}	0,002136	г/с	0,06738 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆H₆}	0,0000279	г/с	0,00088 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₇H₈}	0,0000175	г/с	0,00055 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₈H₁₀}	0,0000088	г/с	0,00028 т/г
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}	0,0000478	г/с	0,00151 т/г

Источник №0018 Резервуар РВС на 2030г									
Местонахождение - месторождение УАЗ									
Количество резервуара (РВС) - 1ед.									
Объем резервуаров -2000 м3-1ед.									
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара				Vp	2000 м ³ ;				
Количество РВС				n	1 шт.;				
Время хранения нефти				t	8784 ч/г;				
Коли\во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года				B	45 200 т/г;				
Плотность нефти равна				ρ _ж	0,8924 т/м ³ ;				
Температура начала кипения смеси				T _{ки}	110 °С;				
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)					25,325				
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам: максимальные выбросы									
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_B \times V_{ч}^{max}}{10^4}$				(5.2.1)		0,1060 т/с			
годовые выбросы									
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_B + K_t^{min}) \times K_p^{op} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$				(5.2.2)		6,8828 т/г			
где:									
K _t ^{max} , K _t ^{min} - опытные коэффициенты (приложение 7);				K _t ^{max} = 0,26		K _t ^{min} = 0,56			
K _p ^{op} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);				K _p ^{op} = 0,58		K _p ^{max} = 0,83			
P38 - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик... (П.4.1));									
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);						67,024			
V _ч ^{max} - макси\ный объем паров\ной смеси, вытесняемой из РВС во время его качачки, м ³ /час;						58			
K _б - опытный коэффициент (приложение 9);						3,6			
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);						1,0			
гж - плотность жидкости, т/м ³ ;						2,5			
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;						0,8924			
Максимально-разовый выброс: M = C1 * M / 100, т/с				(5.2.4)		45200			
Среднегодовые выбросы: G = C1 * G / 100, т/г				(5.2.5)					
(C1 мас %) - согласно состава нефти.									
Идентификация состава выбросов									
Углеводороды									
ароматические									
серов-ол									
Всего									
бензол									
толуол									
ксилол									
этилб-ол									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
C1 мас %									
99,26									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Местонахождение - В.Молдабек			
Количество	1	шт.	
Время работы	8760	ч/г	
Коэффициент использования оборуд.	0,0317098		
углеводород C1-C5, сji	0,7226	доли/ед.	
углеводород C6-C10, сji	0,268	доли/ед.	
бензол, сji	0,0035	доли/ед.	
толуол, сji	0,0022	доли/ед.	
ксилол, сji	0,0011	доли/ед.	
сероводород, сji	0,006	доли/ед.	
Фланцы, шт, nj	12	шт.	
ЗРА, шт, nj	6	шт.	
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * p_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятии), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$g_{nyj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);}$			
$p_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнений);}$			
$x_{nyj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, gnyj	0,11		мг/с
утечки от ЗРА, gnyj	3,61		мг/с
доля утечки ФС, xnyj	0,05		
доля утечки ЗРА, xnyj	0,365		
выбросы вредного вещества, YnyC1-C5	5,76049		мг/с
выбросы вредного вещества, YnyC6-C10	2,13647		мг/с
выбросы вредного вещества, YnyC6H6	0,02790		мг/с
выбросы вредного вещества, YnyC7H8	0,01754		мг/с
выбросы вредного вещества, YnyC8H10	0,00877		мг/с
выбросы вредного вещества, YnyH2S	0,04783		мг/с
валовые выбросы, YnyC1-C5	0,005760	г/с	0,18166 т/г
валовые выбросы, YnyC6-C10	0,002136	г/с	0,06738 т/г
валовые выбросы, YnyC6H6	0,0000279	г/с	0,00088 т/г
валовые выбросы, YnyC7H8	0,0000175	г/с	0,00055 т/г
валовые выбросы, YnyC8H10	0,0000088	г/с	0,00028 т/г
валовые выбросы, YnyH2S	0,0000478	г/с	0,00151 т/г

Источник №0018 Резервуар РВС на 2031г									
Местонахождение - месторождение УАЗ									
Количество резервуара (РВС) - 1ед.									
Объем резервуаров -2000 м3-1ед.									
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара				Vp	2000 м ³ ;				
Количество РВС				n	1 шт.;				
Время хранения нефти				t	8784 ч/г;				
Коли\во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года				B	40 400 т/г;				
Плотность нефти равна				ρж	0,8924 т/м ³ ;				
Температура начала кипения смеси				Tки	110 °С;				
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)					22,636				
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам: максимальные выбросы									
$M = \frac{0.163 \times P_{ж} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_B \times V_{ч}^{max}}{10^4}$				(5.2.1)		0,1060 т/с			
годовые выбросы									
$G = \frac{0.294 \times P_{ж} \times m \times (K_t^{max} \times K_B + K_t^{min}) \times K_p^{op} \times K_{об} \times B}{10^3 \times \rho_{ж}}$				(5.2.2)		6,1519 т/г			
где:									
K _t ^{max} , K _t ^{min} - опытные коэффициенты (приложение 7);				K _t ^{min} = 0,26		K _t ^{max} = 0,56			
K _p ^{op} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);				K _p ^{op} = 0,58		K _p ^{max} = 0,83			
P _ж - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°С (Сборник методов... (П.4.1));									
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);						67,024			
V _ч ^{max} - макси\ный объем паров\ной смеси, вытесняемой из РВС во время его заправки, м ³ /час;						3,6			
K _B - опытный коэффициент (приложение 9);						1,0			
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);						2,5			
гж - плотность жидкости, т/м ³ ;						0,8924			
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;						40400			
Максимально-разовый выброс: M = C1 * M / 100, т/с				(5.2.4)					
Среднегодовые выбросы: G = C1 * G / 100, т/г				(5.2.5)					
(C1 мас %) - согласно состава нефти.									
Идентификация состава выбросов									
Определяемый параметр		Углеводороды							
		предельные			непредельные (по аминам)	ароматические			
Всего	C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀	Всего	бензол		толуол	ксилол	тило-ол	
C1 мас %	99,26	72,26	26,8	0,68	0,35	0,22	0,11	0,06	
Сырая нефть									
M, т/с		0,0766	0,0284		0,00037	0,00023	0,00012	0,00006	
G, т/г		4,4454	1,6487		0,02153	0,01353	0,00677	0,003691	
РИД 211.2.02-09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров". Астана, 2004г.									
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти									
		C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀	бензол	толуол	ксилол	серо-ол		
т/с		0,08238	0,03055	0,00040	0,00025	0,00013	0,00011		
т/г		4,62703	1,71609	0,02241	0,01409	0,00704	0,00520		

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Местонахождение - В.Молдабек				
Количество		1	шт.	
Время работы		8760	ч/г	
Коэффициент использование оборуд.		0,0317098		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}		0,7226	доли/ед.	
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с _{ji}		0,268	доли/ед.	
бензол, с _{ji}		0,0035	доли/ед.	
толуол, с _{ji}		0,0022	доли/ед.	
ксилол, с _{ji}		0,0011	доли/ед.	
сероводород, с _{ji}		0,006	доли/ед.	
Фланцы, шт, n _j		12	шт.	
ЗРА, шт, n _j		6	шт.	
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * p_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения}$				
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 _{nyj} — величина утечки потока i — го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);				
p _j — число неподвижных уплотнений на потоке i — го вида, (на устье скважин — запорно-				
регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнений);				
x _{nyj} — доля уплотнений на потоке i — го вида, потерявших герметичность, в долях				
единицы (см. приложение 1);				
с _{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 _{nyj}		0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g _{nyj}		3,61		мг/с
доля утечки ФС, x _{nyj}		0,05		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}		0,365		
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}		5,76049		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆-C₁₀}		2,13647		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆H₆}		0,02790		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₇H₈}		0,01754		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₈H₁₀}		0,00877		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}		0,04783		мг/с
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}		0,005760	г/с	0,18166 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}		0,002136	г/с	0,06738 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆H₆}		0,0000279	г/с	0,00088 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₇H₈}		0,0000175	г/с	0,00055 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₈H₁₀}		0,0000088	г/с	0,00028 т/г
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}		0,0000478	г/с	0,00151 т/г

Источник №0018 Резервуар РВС на 2032г									
Местонахождение - месторождение УАЗ									
Количество резервуара (РВС) - 1ед.									
Объем резервуаров -2000 м3-1ед.									
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара				Vp	2000 м ³ ;				
Количество РВС				n	1 шт.;				
Время хранения нефти				t	8784 ч/г;				
Коли\во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года				B	26 100 т/г;				
Плотность нефти равна				ρж	0,8924 т/м ³ ;				
Температура начала кипения смеси				Tки	110 °С;				
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 / (ρж * V)									
(5.1.8)					20,226				
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам: максимальные выбросы									
$M = \frac{0.163 \times P_{ж} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_B \times V_{ч}^{max}}{10^4}$				(5.2.1)		0,1060 т/с			
, т/с									
годовые выбросы									
$G = \frac{0.294 \times P_{ж} \times m \times (K_t^{max} \times K_B + K_t^{min}) \times K_p^{op} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$				(5.2.2)		5,4971 т/г			
, т/г									
где:									
K _t ^{max} , K _t ^{min} - опытные коэффициенты (приложение 7);				K _t ^{max} = 0,26		K _t ^{min} = 0,56			
K _p ^{op} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);				K _p ^{op} = 0,58		K _p ^{max} = 0,83			
P38 - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик... (П.4.1));									
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);						67,024			
V _ч ^{max} - макси\ный объем паров\ной смеси, вытесняемой из РВС во время его качачки, м ³ /час;						3,6			
K _B - опытный коэффициент (приложение 9);						1,0			
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);						2,5			
ρж - плотность жидкости, т/м ³ ;						0,8924			
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;						36100			
Максимально-разовый выброс: M = C1 * M / 100, т/с				(5.2.4)					
Среднегодовые выбросы: G = C1 * G / 100, т/г				(5.2.5)					
(C1 мас %) - согласно состава нефти.									
Идентификация состава выбросов									
Углеводороды									
ароматические									
серов-ол									
Определяемый параметр									
предельные									
непредельные (по аминам)									
ароматические									
серов-ол									
Всего									
бензол									
толуол									
ксилол									
этилб-ол									
C1 мас %									
72,26									
26,8									
0,68									
0,35									
0,22									
0,11									
0,06									
Сырая нефть									
0,0766									
0,0284									
0,00037									
0,00023									
0,00012									
0,00006									
M, т/с									
3,9722									
1,4732									
0,01924									
0,01209									
0,00605									
0,003298									
G, т/г									
РИД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров". Астана, 2004г.									
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти									
C1-C5									
C6-C10									
бензол									
толуол									
ксилол									
серов-ол									
т/с									
0,08238									
0,03055									
0,00040									
0,00025									
0,00013									
0,00011									
т/г									
4,15388									
1,54060									
0,02012									
0,01265									
0,00632									
0,00481									

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Местонахождение - В.Молдабек			
Количество	1	шт.	
Время работы	8760	ч/г	
Коэффициент использования оборуд.	0,0317098		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,7226	доли/ед.	
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с _{ji}	0,268	доли/ед.	
бензол, с _{ji}	0,0035	доли/ед.	
толуол, с _{ji}	0,0022	доли/ед.	
ксилол, с _{ji}	0,0011	доли/ед.	
сероводород, с _{ji}	0,006	доли/ед.	
Фланцы, шт, n _j	12	шт.	
ЗРА, шт, n _j	6	шт.	
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения}$			
$\text{в целом по установке (предприятии), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных}$			
$\text{выбросах в целом по установке (предприятии), шт.};$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по}$			
$\text{установке (предприятии), шт.};$			
$g_{nyj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);}$			
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-}$			
$\text{регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнений);}$			
$x_{nyj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях}$			
$\text{единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях}$			
$\text{единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{nyj}	0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g _{nyj}	3,61		мг/с
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,05		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,365		
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}	5,76049		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆-C₁₀}	2,13647		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆H₆}	0,02790		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₇H₈}	0,01754		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₈H₁₀}	0,00877		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}	0,04783		мг/с
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,005760	г/с	0,18166 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}	0,002136	г/с	0,06738 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆H₆}	0,0000279	г/с	0,00088 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₇H₈}	0,0000175	г/с	0,00055 т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₈H₁₀}	0,0000088	г/с	0,00028 т/г
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}	0,0000478	г/с	0,00151 т/г

Источник №0018 Резервуар РВС на 2033г									
Местонахождение - месторождение УАЗ									
Количество резервуара (РВС) - 1ед.									
Объем резервуаров -2000 м3-1ед.									
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара				Vp	2000 м ³ ;				
Количество РВС				n	1 шт.;				
Время хранение нефти				t	8784 ч/г;				
Коли-во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года				B	22 300 т/г;				
Плотность нефти равна				ρж	0,8924 т/м ³ ;				
Температура начала кипения смеси				Tки	110 °С;				
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закипавшей жидкости, близкой к температуре воздуха;									
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (ρж * V)									
(5.1.8)					18,097				
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:									
максимальные выбросы									
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_B \times V_{ч}^{max}}{10^4}$				(5.2.1)		0,1060		т/с	
годовые выбросы									
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_B + K_t^{min}) \times K_p^{op} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$				(5.2.2)		4,9185		т/г	
где:									
K _t ^{max} , K _t ^{min} - опытные коэффициенты (приложение 7);				K _t ^{max} = 0,26		K _t ^{min} = 0,56			
K _p ^{op} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);				K _p ^{op} = 0,58		K _p ^{max} = 0,83			
P38 - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°С (Сборник методик... (П.4.1));									
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);									
V _ч ^{max} - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВС во время его закачки, м ³ /час;									
K _B - опытный коэффициент (приложение 9);									
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);									
ρж - плотность жидкости, т/м ³ ;									
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;									
(5.2.4)					32300				
Максимально-разовый выброс: M = C1 * M / 100, т/с									
(5.2.5)									
Среднегодовые выбросы: G = C1 * G / 100, т/г									
(C1 мас %) - согласно состава нефти.									
Идентификация состава выбросов									
Углеводороды									
ароматические									
серов-ол									
Всего									
бензол									
толуол									
ксилол									
этилб-ол									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									
0,68									
бензол									
0,35									
толуол									
0,22									
ксилол									
0,11									
этилб-ол									
0,06									
C1 мас %									
72,26									
C1-C4									
C5-C10									
непредельные (по аминадам)									
Всего									

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Местонахождение - В.Молдабек				
Количество		1	шт.	
Время работы		8760	ч/г	
Коэффициент использования оборуд.		0,0317098		
углеводород C1-C5, сji		0,7226	доли/ед.	
углеводород C6-C10, сji		0,268	доли/ед.	
бензол, сji		0,0035	доли/ед.	
толуол, сji		0,0022	доли/ед.	
ксилол, сji		0,0011	доли/ед.	
сероводород, сji		0,006	доли/ед.	
Фланцы, шт, nj		12	шт.	
ЗРА, шт, nj		6	шт.	
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * p_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения}$				
$\text{в целом по установке (предприятии), мг/с;}$				
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных}$				
$\text{выбросах в целом по установке (предприятии), шт.};$				
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по}$				
$\text{установке (предприятии), шт.};$				
$g_{nyj} - \text{величина утечки потока i - го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. при-ие 1);}$				
$p_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке i - го вида, (на устье скважин - запорно-}$				
$\text{регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнений);}$				
$x_{nyj} - \text{доля уплотнений на потоке i - го вида, потерявших герметичность, в долях}$				
$\text{единицы (см. приложение 1);}$				
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i - м потоке в долях}$				
$\text{единицы (согласно компонентного состава нефти).}$				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, gnyj		0,11		мг/с
утечки от ЗРА, gnyj		3,61		мг/с
доля утечки ФС, xnyj		0,05		
доля утечки ЗРА, xnyj		0,365		
выбросы вредного вещества, YnyC1-C5		5,76049		мг/с
выбросы вредного вещества, YnyC6-C10		2,13647		мг/с
выбросы вредного вещества, YnyC6H6		0,02790		мг/с
выбросы вредного вещества, YnyC7H8		0,01754		мг/с
выбросы вредного вещества, YnyC8H10		0,00877		мг/с
выбросы вредного вещества, YnyH2S		0,04783		мг/с
валовые выбросы, YnyC1-C5		0,005760	г/с	0,18166 т/г
валовые выбросы, YnyC6-C10		0,002136	г/с	0,06738 т/г
валовые выбросы, YnyC6H6		0,0000279	г/с	0,00088 т/г
валовые выбросы, YnyC7H8		0,0000175	г/с	0,00055 т/г
валовые выбросы, YnyC8H10		0,0000088	г/с	0,00028 т/г
валовые выбросы, YnyH2S		0,0000478	г/с	0,00151 т/г

Источник №6033 Блок гребенки–узел учета			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	1	шт.	
Общее время работы	8784	ч/год	
Коэффициент использования оборуд.	0,03162		
Углеводороды C1-C5, сji	0,9994	доли/ед.	
Сероводород, сji	0,00060	доли/ед.	
Фланцы, шт; nj	6	шт.	
ЗРА, шт; nj	3	шт.	
Сальник, шт; nj	3	шт.	
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуij} * n_j * x_{нуij} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
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 _{нуij} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
nj – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (запорно-регулирующей арматуры, фланцев, насосы);			
x _{нуij} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
сji – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, гнуj	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, гнуj	0,006588	кг/час	
утечки от СУ, гнуj	0,111024	кг/час	
доля утечки ФС, хнуj	0,02	доли/ед.	
доля утечки ЗРА, хнуj	0,07	доли/ед.	
доля утечки СУ, хнуj	0,35	доли/ед.	
суммарная утечка от ФС, Yнуj	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Yнуj	0,0003843	г/с	
суммарная утечка от СУ, Yнуj	0,0323820	г/с	
выбросы вредного вещества, YнуC1-C5	0,032756	г/с	1,03583 м/год
валовые выбросы, YнуH2S	0,000020	г/с	0,00062 м/год
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 №6034-6035 Отстойник ОГ			
Вредные вещества выбрасываются через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	2	шт.	
Общее время работы	8784	ч/год	
Коэффициент использования оборуд.	0,03162		
Углеводороды C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,9994	доли/ед.	
Сероводород, с _{ji}	0,00060	доли/ед.	
Фланцы, шт; n _j	12	шт.	
ЗРА, шт; n _j	6	шт.	
Сальник, шт; n _j	6	шт.	
Расчеты:			
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyij} * n_j * x_{nyij} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{nyj} – 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 _{nyij} – 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, (запорно-регулирующей арматуры, фланцев, насосы);			
x _{nyij} – 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 – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{nyj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{nyj}	0,006588	кг/час	
утечки от СУ, g _{nyj}	0,111024	кг/час	
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,02	доли/ед.	
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,07	доли/ед.	
доля утечки СУ, x _{nyj}	0,35	доли/ед.	
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,0000192	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,0007686	г/с	
суммарная утечка от СУ, Y _{nyj}	0,0647640	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}	0,065512	г/с	2,07166 м/год
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}	0,000039	г/с	0,00124 м/год
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 №6036 Сварочный пост ВД306									
Сварочные работы проводятся в основном в пределах промплощадки.									
Исходные данные:									
Количество, шт.;						1,0			
Марка электрода;						УОНИ 13/45			
Время работы, ч/год;						8784			
Расход электрода, кг/год						120			
Максимальный расход, кг/ч;						0,01			
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)			
, т/год									
где:									
В _{год} - расход применяемого сырья и материалов, кг/год;									
удельный показатель выброса загрязняющего вещества «х» на единицу массы расходуемых (приготовляемых) сырья и материалов, г/кг, (табл. 1);									
h - 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)			
, г/с									
где:									
В _{час} - фактический максимальный расход применяемых сырья и материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час;									
Расчеты:									
Используемый материал и его марка		Наименование и удельные количества нормируемых загрязняющих веществ							
		сварочный аэрозоль	в том числе			фтористые газо-обр. соединения		азот диоксид	углерод оксид
			железо оксид	оксид марганца	пыль неорг.	фториды			
УОНИ-13/45, г/кг		16,31	10,69	0,92	1,4	3,3	0,75	1,5	13,3
M _{год} , т/г		0,0020	0,0013	0,0001	0,0002	0,0004	0,00009	0,0002	0,0016
M _{сек} , г/с		0,0001	0,000041	0,000003	0,000005	0,000013	0,000003	0,00001	0,0001
РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). Астана-2004г.									

Сварочный пост									
Сварочные работы проводятся в основном в пределах промплощадки.									
Исходные данные:									
Марка аппарата:									
Количество, шт.;						1,0			
Марка электрода;						MP-3			
Время работы, ч/год;						8784			
Расход электрода, кг/год;						85			
Максимальный расход, кг/ч;						0,010			
Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:									
$M_{\text{год}} = \frac{B_{\text{год}} \times K_m^x}{10^6} \times (1 - \eta)$, т/год		(5.1)	
где:									
В _{год} - расход применяемого сырья и материалов, кг/год;									
удельный показатель выброса загрязняющего вещества «х» на единицу массы расходуемых (приготовляемых) сырья и материалов, г/кг, (табл. 1);									
h - 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:									
$M_{\text{сек}} = \frac{K_m^x \times B_{\text{час}}}{3600} \times (1 - \eta)$, г/с		(5.2)	
где:									
В _{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			фтористые газо-обр. соединения			
			железо оксид	оксид марганца	пыль неорг.	фториды			
MP-3, г/кг		11,5	9,77	1,73			0,4		
M _{год} , т/г		0,0010	0,00083	0,000147			0,000034		
M _{сек} , г/с		0,00003	0,00003	0,000005			0,000001		
РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). Астана-2004г.									

Максимально-разовые и валовые выбросы от сварочного поста:									
Сварочный аэрозоль:		0,00293		т/г;	0,00009		г/с;		
В т.ч. оксид железа:		0,00211		т/г;	0,00007		г/с;		
В т.ч. оксид марганца:		0,00026		т/г;	0,00001		г/с;		
В т.ч. пыль неорг-ая:		0,00017		т/г;	0,00005		г/с;		
В т.ч. фториды:		0,00040		т/г;	0,000013		г/с;		
Фтористый водород:		0,00012		т/г;	0,000004		г/с;		
Диоксида азота:		0,00018		т/г;	0,00001		г/с;		
Оксида углерода:		0,00160		т/г;	0,00005		г/с;		

Источник № 6037-6079 Скважины на 2024г			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	43		шт.
Время работы	8784		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03162		
Углеводороды C1-C5, с/г	0,9994		доли/ед.
Сероводород, с/г	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; п/г	258		шт.
ЗПА, шт; п/г	129		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^l Y_{нуj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{нуj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$l - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$g_{нуj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$			
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{нуj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г/ну/г	0,000288	кг/час	
утечки от ЗПА, г/ну/г	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, г/ну/г	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗПА, г/ну/г	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,000413	г/с	
суммарная утечка от ЗПА, Y _{нуj}	0,0165	г/с	
валовые выбросы, Y_{нуC1-C5}	0,01693	г/с	0,53529 м/г
валовые выбросы, Y_{нуH2S}	0,00001	г/с	0,00032 м/г
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196</i>			

Источник №6037-6080 Скважины на 2025г			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	44		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03171		
Углеводороды C1-C5, сji	0,9994		доли/ед.
Сероводород, сji	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; nj	264		шт.
ЗРА, шт; nj	132		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^l Y_{нуj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{ну j} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
nj – 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);			
сji – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{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	
суммарная утечка от ФС, Y _{ну j}	0,000422	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{ну j}	0,0169	г/с	
валовые выбросы, Y_{нуC1-C5}	0,01732	г/с	0,54624 м/з
валовые выбросы, Y_{нуH2S}	0,00001	г/с	0,00033 м/з
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196			

Источник № 6037-6079 скважины на 2026г			
Вредные вещества выбрасываются через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	43		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03171		
Углеводороды C1-C5, с/г	0,9994		доли/ед.
Сероводород, с/г	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; п/г	258		шт.
ЗПА, шт; п/г	129		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{нуj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$g_{нуj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$			
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{нуj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г/ну/г	0,000288	кг/час	
утечки от ЗПА, г/ну/г	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, г/ну/г	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗПА, г/ну/г	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,000413	г/с	
суммарная утечка от ЗПА, Y _{нуj}	0,0165	г/с	
валовые выбросы, Y_{нуC1-C5}	0,01693	г/с	0,53383 м/г
валовые выбросы, Y_{нуH2S}	0,00001	г/с	0,00032 м/г
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196			

Источник № 6037-6081 скважины на 2027г			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	45		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03171		
Углеводороды C1-C5, сji	0,9994		доли/ед.
Сероводород, сji	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; nj	270		шт.
ЗРА, шт; nj	135		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{нуj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
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);			
nj — 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);			
сji — массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i — м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{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	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,000432	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0173	г/с	
валовые выбросы, Y_{нуC1-C5}	0,01771	г/с	0,55866 м/з
валовые выбросы, Y_{нуH2S}	0,00001	г/с	0,00034 м/з
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов.			
Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196			

Источник № 6037-6082 скважины на 2028г			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	46		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03171		
Углеводороды C1-C5, с/г	0,9994		доли/ед.
Сероводород, с/г	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; п/г	276		шт.
ЗПА, шт; п/г	138		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{нуj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$g_{нуj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$			
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{нуj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г/ну/г	0,000288	кг/час	
утечки от ЗПА, г/ну/г	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, г/ну/г	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗПА, г/ну/г	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, $Y_{нуj}$	0,000442	г/с	
суммарная утечка от ЗПА, $Y_{нуj}$	0,0177	г/с	
валовые выбросы, $Y_{нуC1-C5}$	0,01811	г/с	0,57107 м/г
валовые выбросы, $Y_{нуH_2S}$	0,00001	г/с	0,00034 м/г
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196			

Источник № 6037-6083 скважины на 2029г			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	47		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03171		
Углеводороды C1-C5, с/г	0,9994		доли/ед.
Сероводород, с/г	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; п/г	282		шт.
ЗПА, шт; п/г	141		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{нуj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$g_{нуj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$			
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{нуj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г/ну/г	0,000288	кг/час	
утечки от ЗПА, г/ну/г	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, г/ну/г	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗПА, г/ну/г	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, $Y_{нуj}$	0,000451	г/с	
суммарная утечка от ЗПА, $Y_{нуj}$	0,0181	г/с	
валовые выбросы, $Y_{нуC1-C5}$	0,01850	г/с	0,58349 м/г
валовые выбросы, $Y_{нуH_2S}$	0,00001	г/с	0,00035 м/г
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196			

Источник № 6037-6083 скважины на 2030г			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	47		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03171		
Углеводороды C1-C5, сji	0,9994		доли/ед.
Сероводород, сji	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; nj	282		шт.
ЗРА, шт; nj	141		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{нуj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$g_{нуj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$			
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{нуj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, гнуj	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, гнуj	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, хнуj	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, хнуj	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Yнуj	0,000451	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Yнуj	0,0181	г/с	
валовые выбросы, YнуC1-C5	0,01850	г/с	0,58349 м/з
валовые выбросы, YнуH2S	0,00001	г/с	0,00035 м/з
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196</i>			

Источник № 6037-6082 скважины на 2031г			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	46		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03171		
Углеводороды C1-C5, с/г	0,9994		доли/ед.
Сероводород, с/г	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; п/г	276		шт.
ЗПА, шт; п/г	138		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{нуj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$g_{нуj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$			
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{нуj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г/ну/г	0,000288	кг/час	
утечки от ЗПА, г/ну/г	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, г/ну/г	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗПА, г/ну/г	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,000442	г/с	
суммарная утечка от ЗПА, Y _{нуj}	0,0177	г/с	
валовые выбросы, Y_{нуC1-C5}	0,01811	г/с	0,57107 м/г
валовые выбросы, Y_{нуH2S}	0,00001	г/с	0,00034 м/г
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196</i>			

Источник № 6037-6081 скважины на 2032г			
Вредные вещества выбрасываются через неплотности уплотнения, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	45		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03171		
Углеводороды C1-C5, сji	0,9994		доли/ед.
Сероводород, сji	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; nj	270		шт.
ЗРА, шт; nj	135		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{нуj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$g_{нуj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$			
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{нуj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, гнуj	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, гнуj	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, хнуj	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, хнуj	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Yнуj	0,000432	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Yнуj	0,0173	г/с	
валовые выбросы, YнуC1-C5	0,01771	г/с	0,55866 м/з
валовые выбросы, YнуH2S	0,00001	г/с	0,00034 м/з
<i>Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196</i>			

Источник № 6037-6080 скважины на 2033г			
Вредные вещества выбрасываются через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	44		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03171		
Углеводороды C1-C5, с/г	0,9994		доли/ед.
Сероводород, с/г	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; п/г	264		шт.
ЗПА, шт; п/г	132		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{нуj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$g_{нуj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$			
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{нуj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г/ну/г	0,000288	кг/час	
утечки от ЗПА, г/ну/г	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, г/ну/г	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗПА, г/ну/г	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,000422	г/с	
суммарная утечка от ЗПА, Y _{нуj}	0,0169	г/с	
валовые выбросы, Y_{нуC1-C5}	0,01732	г/с	0,54624 м/г
валовые выбросы, Y_{нуH2S}	0,00001	г/с	0,00033 м/г
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196			

Источник №6080-6122 Дренажная емкость от скважин на 2024г			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнении, фланцевых соединениях и запорно-регулирующего арматуры.			
Исходные данные:			
Местонахождение оборудования			
Количество	43		шт.
Время работы	8784		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03162		
Углеводороды C1-C5, сji	0,9994		доли/ед.
Сероводород, сji	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; пj	172		шт.
ЗРА, шт; пj	86		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{ну j} – 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);			
пj – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
х _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
сji – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, г _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, х _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, х _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{ну j}	0,000275	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{ну j}	0,0110	г/с	
валовые выбросы, Y_{нуC1-C5}	0,011285	г/с	0,356860 м/з
валовые выбросы, Y_{нуH2S}	0,000007	г/с	0,000214 м/з
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196			

Источник №6081-6124 Дренажная емкость от скважин на 2025г			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнении, фланцевых соединениях и запорно-регулирующего арматуры.			
Исходные данные:			
Местонахождение оборудования			
Количество	44		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
Углеводороды C ₁ -C ₅ , с/г	0,9994		доли/ед.
Сероводород, с/г	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; п/г	176		шт.
ЗРА, шт; п/г	88		шт.
Расчеты:			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{nyij} * n_j * x_{nyij} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;}$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;}$			
$g_{nyij} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$			
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{nyij} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г/ч	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, г/ч	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, г/ч	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, г/ч	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,000282	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,0113	г/с	
валовые выбросы, Y_{nyC1-C5}	0,011547	г/с	0,364161 м/г
валовые выбросы, Y_{nyH2S}	0,000007	г/с	0,000219 м/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 №6080-6122 Дренажная емкость от скважин на 2026г			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнении, фланцевых соединениях и запорно-регулирующего арматуры.			
Исходные данные:			
Местонахождение оборудования			
Количество	43		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
Углеводороды C ₁ -C ₅ , с/г	0,9994		доли/ед.
Сероводород, с/г	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; п/г	172		шт.
ЗПА, шт; п/г	86		шт.
Расчеты:			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{nyij} * n_j * x_{nyij} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$g_{nyij} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$			
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{nyij} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г/ч	0,000288	кг/час	
утечки от ЗПА, г/ч	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, г/ч	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗПА, г/ч	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,000275	г/с	
суммарная утечка от ЗПА, Y _{nyj}	0,0110	г/с	
валовые выбросы, Y_{nyC1-C5}	0,011285	г/с	0,355885 м/з
валовые выбросы, Y_{nyH2S}	0,000007	г/с	0,000214 м/з
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 №6082-6126 Дренажная емкость от скважин на 2027г			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнении, фланцевых соединениях и запорно-регулирующего арматуры.			
Исходные данные:			
Местонахождение оборудования			
Количество	45		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
Углеводороды C ₁ -C ₅ , с/г	0,9994		доли/ед.
Сероводород, с/г	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; п/г	180		шт.
ЗРА, шт; п/г	90		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуij} * n_j * x_{нуij} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{нуj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$g_{нуij} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$			
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{нуij} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г/ну/г	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, г/ну/г	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, х/ну/г	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, х/ну/г	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,000288	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0115	г/с	
валовые выбросы, Y_{нуC1-C5}	0,011810	г/с	0,372437 м/г
валовые выбросы, Y_{нуH2S}	0,000007	г/с	0,000224 м/г
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МООН РК от 29.07.2011 №196			

Источник №6083-6128 Дренажная емкость от скважин на 2028г			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнении, фланцевых соединениях и запорно-регулирующего арматуры.			
Исходные данные:			
Местонахождение оборудования			
Количество	46		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
Углеводороды C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,9994		доли/ед.
Сероводород, с _{ji}	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; п _j	184		шт.
ЗРА, шт; п _j	92		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * p_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{нуj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$g_{нуj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$			
$p_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{нуj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, г _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, х _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, х _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,000294	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0118	г/с	
валовые выбросы, Y_{нуC1-C5}	0,012072	г/с	0,380714 м/з
валовые выбросы, Y_{нуH2S}	0,000007	г/с	0,000229 м/з
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196			

Источник №6084-6130 Дренажная емкость от скважин на 2029г			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнении, фланцевых соединениях и запорно-регулирующего арматуры.			
Исходные данные:			
Местонахождение оборудования			
Количество	47		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
Углеводороды C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,9994		доли/ед.
Сероводород, с _{ji}	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; п _j	188		шт.
ЗРА, шт; п _j	94		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * p_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{нуj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$g_{нуj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$			
$p_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{нуj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, г _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, х _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, х _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,000301	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0120	г/с	
валовые выбросы, Y_{нуC1-C5}	0,012335	г/с	0,388990 м/з
валовые выбросы, Y_{нуH2S}	0,000007	г/с	0,000234 м/з
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196			

Источник №6084-6130 Дренажная емкость от скважин на 2030г			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнении, фланцевых соединениях и запорно-регулирующего арматуры.			
Исходные данные:			
Местонахождение оборудования			
Количество	47		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
Углеводороды C1-C5, сji	0,9994		доли/ед.
Сероводород, сji	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; пj	188		шт.
ЗРА, шт; пj	94		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{нуj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$g_{нуj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$			
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{нуj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, гнуj	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, гнуj	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, хнуj	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, хнуj	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Yнуj	0,000301	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Yнуj	0,0120	г/с	
валовые выбросы, YнуC1-C5	0,012335	г/с	0,388990 м/з
валовые выбросы, YнуH2S	0,000007	г/с	0,000234 м/з
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196			

Источник №6083-6128 Дренажная емкость от скважин на 2031г			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнении, фланцевых соединениях и запорно-регулирующего арматуры.			
Исходные данные:			
Местонахождение оборудования			
Количество	46		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
Углеводороды C ₁ -C ₅ , с/г	0,9994		доли/ед.
Сероводород, с/г	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; п/г	184		шт.
ЗПА, шт; п/г	92		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуij} * n_j * x_{нуij} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{нуj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятии), шт.;}$			
$g_{нуij} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$			
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{нуij} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г/ну/г	0,000288	кг/час	
утечки от ЗПА, г/ну/г	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, х/ну/г	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗПА, х/ну/г	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,000294	г/с	
суммарная утечка от ЗПА, Y _{нуj}	0,0118	г/с	
валовые выбросы, Y_{нуC1-C5}	0,012072	г/с	0,380714 м/г
валовые выбросы, Y_{нуH2S}	0,000007	г/с	0,000229 м/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 №6082-6126 Дренажная емкость от скважин на 2032г			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнении, фланцевых соединениях и запорно-регулирующего арматуры.			
Исходные данные:			
Местонахождение оборудования			
Количество	45		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
Углеводороды C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,9994		доли/ед.
Сероводород, с _{ji}	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; п _j	180		шт.
ЗРА, шт; п _j	90		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * p_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{ну j} – 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);			
p _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 – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, г _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{ну j}	0,000288	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{ну j}	0,0115	г/с	
валовые выбросы, Y_{нуC₁-C₅}	0,011810	г/с	0,372437 м/з
валовые выбросы, Y_{нуH₂S}	0,000007	г/с	0,000224 м/з
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196			

Источник №6081-6124 Дренажная емкость от скважин на 2033г			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнении, фланцевых соединениях и запорно-регулирующего арматуры.			
Исходные данные:			
Местонахождение оборудования			
Количество	44		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
Углеводороды C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,9994		доли/ед.
Сероводород, с _{ji}	0,00060		доли/ед.
Фланцы, шт; п _j	176		шт.
ЗРА, шт; п _j	88		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * p_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{ну j} – 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);			
p _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 – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, г _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{ну j}	0,000282	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{ну j}	0,0113	г/с	
валовые выбросы, Y_{нуC₁-C₅}	0,011547	г/с	0,364161 м/з
валовые выбросы, Y_{нуH₂S}	0,000007	г/с	0,000219 м/з
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196			

Приложение 2 - Заключение ДЭ

QAZAQSTAN RESPUBLIKASY
EKOLOGIJA JÁNE
TABIGI RESÝRSTAR MINISTRIGI
EKOLOGIALYQ RETTEÝ JÁNE
BAQYLAÝ KOMITETI
ATYRAÝ OBLYSY BOIYNSHA
EKOLOGIJA DEPARTAMENTI



Номер: KZ04VWF00214262
МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КОМИТЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ
ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ
ПО АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ

060011, ҚР, Атырау қаласы, Б. Құлманов көшесі, 137-ін
tel/faks: 8 (7122) 213035, 212623
e-mail: atyrauekol@rambler.ru

060011, РК, город Атырау, улица Б. Кутманова, 137 дом
тел/факс: 8 (7122) 213035, 212623
e-mail: atyrauekol@rambler.ru

АО «Эмбаунайгаз»

Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности

На рассмотрение поступило Заявление о намечаемой деятельности №KZ35RYS00746835 от 22.08.2024 года.

Общие сведения:

Акционерное общество "Эмбаунайгаз", 060002, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, улица Шоқан Уәлиханов, строение № 1, 120240021112, ІЗМҰХАНБЕТ РИНАТ НҰРҒОЖАҰЛЫ, 87122993192, info@emg.kmger.kz.

Краткое описание намечаемой деятельности:

В соответствии пп.2.1 п.2 раздела 2 Приложения 1 заявления о намечаемой деятельности №KZ35RYS00746835 от 22.08.2024 года основным видом намечаемой деятельности является разведка и добыча углеводородов.

Проектом предусмотрена Дополнение к проекту разработки месторождения Уз. Выбор расчетных вариантов разработки производился с учетом методических рекомендаций регламента, исходя из геологического строения залежи и гидродинамической характеристики пластовых систем, изученных посредством разведочного и эксплуатационного бурения.

В административном отношении площадь Уз расположена в пределах Кызылкогинского района Атырауской области.

Целью составления проекта является обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на основе новых утвержденных запасов в рамках отчета «Пересчет запасов ...» 2024г.

Первый вариант предусматривает продолжение реализации оставшихся мероприятий, предусмотренных Проектом разработки 2022г, с корректировкой на текущее состояние: проведение ГТМ по переводу добывающих скважин №№12,14,102,101,62,4,74 между объектами, а также на объекты, ранее не участвующие в разработке, с целью использования потенциала пробуренного фонда скважин и для более полного и ускоренного вовлечения запасов I объекта в разработку предусматривается организация одновременно-раздельной добычи (ОРД) I и II объекта в скважинах №№43,59 и дополнительные прострелы в переходящих скважинах №№18,32,70.

Второй вариант (рекомендуемый) основан на базе первого варианта с уплотнением сетки скважин путем бурения 3 добывающих скважин №№75,76,77 с целью вовлечения остаточных запасов, с переводом 8 добывающих скважин №№48,15,45,54,61,66,53,34 между объектами, предусмотрено дополнительно 2 ОРД №№47,76, а также перевод скважины №36 из нагнетательного в добывающий фонд, скв. №11 из консервации в добывающий фонд.

Третий вариант нацелен на еще большее увеличение фонда добывающих скважин и дополнительно ко второму варианту предусматривает ввод из бурения в эксплуатацию 2 новых добывающих скважин №№78,79 на I объект. В итоге, в рамках третьего варианта предусматривается бурение 5 добывающих скважин №№75,76,77,78,79, организация ОРД в 2 скважинах №№47,31.

Продукция с добывающих скважин месторождения Уз по выкидным линиям поступают на автоматизированную групповую замерную установку. На автоматизированных групповых замерных установках производится замер дебита нефти. После замера дебита ГЖС по нефтяному коллектору Ø159×8 мм через БГ Ø325мм поступает на сборный пункт Уз. На сборном пункте месторождения Уз продукция с месторождения Уз поступает на манифольд. Продукция добывающих скважин месторождения Уз

Северный по средствам автоцистерн сливается в подземную емкость ЕП-50 сборного пункта Уз.

Далее с помощью насосных установок НБ-50 №1 или 2 откачивается на гребенку и смешивается с

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында қорықталған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексеріңіз. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.



нефтегазовой эмульсией Уз и Уз Восточный. Далее нефтегазовая эмульсия поступает по нефтяному трубопроводу Ø159 мм в нефтегазовый сепаратор НГС. Перед входом в НГС дозируется химический реагент марки «Рандем-2204» с удельным расходом 180г/т. Отделившийся после сепарации от нефти газ по газопроводу поступает в газовый сепаратор ГС 1-1,6 600-1. После осушки газ поступает в конденсатосборник КС. С конденсатосборника газ используется в печи подогрева ПТ-16/150 №1, 2 для подогрева нефтяной эмульсии. На газовой линии установлен вихревой расходомер «, который предназначен для замера суточного расхода газа на подогревателях. С нефтегазосепаратора нефтяная эмульсия поступает в теплообменник V-60м³. Далее нефтяная эмульсия поступает в подогреватель ПТ-16/150 №1. После подогрева на подогревателе ПТ16/150 №1 нефтяная эмульсия поступает в резервуар горизонтальный стальной РГС-100 №3 для разделения нефти от пластовой воды. Отделившаяся нефть по нефтяной линии поступает в подогреватель ПТ16/150 №2 для подогрева нефти. Подогретая нефть с подогревателя ПТ-16/150 №2 поступает в РГС-100 №4 для отделения нефти от пластовой воды. Предварительно обезвоженная нефть с резервуара горизонтального РГС-100 №4 с давлением 0,2 МПа поступает в РВС-2000 м³. Пластовая вода по трубопроводу Ø114 мм с РГС-100 №3 поступает в РВС-1000м³. С резервуара РВС-1000м³ попутно-пластовая вода направляется на прием насосов НБ-125 №5,6 и через расходомер перекачивается на водораспределительные пункты в систему ППД. Предварительно-подготовленная нефть в РВС-2000 насосными агрегатами НБ-125 №1,2 с низким содержанием воды откачивается через узел учета по нефтепроводу Ø159мм на сборный пункт месторождения НГДУ «Доссормунайгаз» Северный Жолдыбай. Протяженность трубопровода составляет 25,5 километров. Предварительно подготовленная нефтяная эмульсия с СП месторождения Северный Жолдыбай откачивается на ЦППН месторождения Восточный Макат для подготовки нефти в соответствии СТ РК 1347-2005. Подготовленная товарная нефть с ЦППН «Восточный Макат» откачивается насосами по нефтепроводу Ø219х8мм, протяженностью 11,5 км на ЦРП «Макат». На ЦРП «Макат» товарная нефть поступает в товарные резервуары №1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 V-2000м³. После подтверждения результатов подготовленной нефти I группы качества производится сдачи нефти. С НПС «Макат» товарная продукция через коммерческий узел учета нефти – КУУН поступает в магистральный трубопровод АО «КазТранОйл». На месторождении Уз применяется система сбора и распределения попутного газа. Отделившийся после сепарации от нефти газ по газопроводу поступает в газовый сепаратор ГС 1-1,6 600-1. После осушки газ поступает в конденсатосборник КС. С КС газ поступает на печи подогрева в качестве топлива и используется в подогревах ПТ-16/150 №1, 2 для подогрева нефтяной жидкости. Весь попутно добываемый газ месторождения Уз используется на собственные нужды, сжигание газа на факеле не производится. Утилизация газа на месторождении Уз осуществляется по утвержденной «Программе развития переработки сырого газа на объектах НГДУ «Кайнармунайгаз» на период с 01.01.2022 по 31.12.2024 гг. Технологически неизбежное сжигание сырого газа по месторождению на период с 01.01.2024-31.12.2024гг. составляет VV - 0,009626млн. м³, в том числе V6 – 0,0 млн.м³, V7 – 0,000924 млн. м³, по категории V8 – 0,008702 млн. м³, V9 – 0,0 млн. м³.

Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения В рамках проекта разработки начало реализации работы запланировано в период 2024-2037 гг.

В соответствии пункту 1.3 раздела 1, приложения 2 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, добыча углеводородов относится к объектам I категории.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды:

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: Выбросы вредных веществ при реализации проекта разработки по 2 рекомендуемому варианту разработки: при строительстве скважины №75: Железо оксиды 0,01092 г/с 0,001573т/г Марганец и его соединения 0,001153 г/с 0,000166т/г Азота диоксид 1,94226666 г/с 1,4271т/г Азот оксид 2,52494666 г/с 1,85523т/г Углерод 0,32371111 г/с 0,23785т/г Сера диоксид 0,6474222 г/с 0,4757т/г Сероводород 0,0000362 г/с 0,0000041т/г Углерод оксид 1,61855555 г/с 1,18925т/г Смесь углеводородов C1-C5 0,01429 г/с 0,00494т/г Проп-2-ен-1-аль 0,07769066 г/с 0,057084т/г Формальдегид (609) 0,0776906 г/с 0,057084т/г Алканы C12-19 0,78990666 г/с 0,57254т/г Пыль неорг., %: более 70 0,444081 г/с 0,11528т/г Пыль неорг. %: 70-20 0,000285 г/с 0,000041т/г ВСЕГО : 8,4729554 г/с 5,993842 т/г при строительстве скважин №76, 77: Железо оксиды 0,01092 г/с 0,003146т/г Марганец и его соединения 0,001153 г/с 0,000332т/г Азота диоксид 1,94226666 г/с 3,3444т/г Азот оксид 2,52494666 г/с 4,34772т/г Углерод 0,32371111 г/с 0,5574т/г Сера диоксид 0,6474222 г/с 1,1148т/г Сероводород 0,0000362 г/с 1,02Е-05т/г Углерод оксид 1,61855555 г/с 2,787т/г Смесь углеводородов C1-C5 0,01429 г/с 0,00988т/г Проп-2-ен-1-аль 0,07769066 г/с 0,133776т/г Формальдегид (609) 0,0776906 г/с 0,133776т/г Алканы C12-19 0,78990666 г/с 1,34116т/г Пыль неорг., %: более 70 0,444081 г/с 0,23056 т/г Пыль неорг. %: 70-20 0,000285 г/с 0,000082т/г ВСЕГО : 8,4729554 г/с 14,0040422т/г При экспл.мест.макс.ВВ намеч. в 2024г: Железо оксиды 0,00677 г/с 0,04614 т/г Марганец и его соединения 0,0009 г/с 0,00606 т/г Азота диоксид 0,30686 г/с 2,38037 т/г Азот оксид 0,39445 г/с 3,06032 т/г Углерод

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қарап бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексері аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.



0,05322 г/с 0,40769 т/г Сера диоксид 0,10099 г/с 0,78548 т/г Сероводород 0,00051749 г/с 0,022415 т/г Углерод оксид 0,29906 г/с 2,65095 т/г Фтористые газообр. Соед. 0,000374 г/с 0,00256 т/г Фториды неорганические 0,00104 г/с 0,00717 т/г Метан 0,05028 г/с 0,66788 т/г Смесь углеводородов C1-C5 0,5965558 г/с 26,318767 т/г Смесь углеводородов C6-C10 0,06539 г/с 4,3764 т/г Бензол 0,00085 г/с 0,05714 т/г Диметилбензол 0,00027 г/с 0,01796 т/г Метилбензол 0,00054 г/с 0,03592 т/г Проп-2-ен-1-аль 0,0122 г/с 0,09403 т/г Формальдегид 0,0122 г/с 0,09403 т/г Смесь природных меркаптанов 0,00007 г/с 0,00227 т/г Алканы C12-19 0,1212 г/с 0,94032 т/г Пыль неорг., в %: 70-20 0,00045 г/с 0,00304 т/г В С Е Г О : 2,02418729 г/с 41,976912 т/г.

Сбросы загрязняющих веществ: Согласно действующему проекту сбросы не предусмотрены.

Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности: Объемы отходов при реализации проекта разработки согласно 1 варианту разработки Согласно 1 варианту разработки строительство скважин не планируется. Объемы отходов при реализации проекта разработки согласно 2 рекомендуемому варианту: Лимиты накопления отходов при строительстве скважины №75 - 132,460т. Лимиты накопления отходов при строительстве скважин №№76, 77 - 265,102т; Объемы отходов при реализации проекта разработки согласно 3 варианту разработки: Лимиты накопления отходов при строительстве скважины №75 - 132,460т. Лимиты накопления отходов при строительстве скважин №№76, 77 - 265,102т; Лимиты накопления отходов при строительстве скважин №№78, 79 - 284,2564т. Лимиты накопления отходов при эксплуатации на 10 лет - 23,643. Все виды отходы будут вывозиться специализированной организацией согласно договору, специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Выводы:

Государственная экологическая экспертиза Департамента экологии по Атырауской области, изучив представленное заявление о намечаемой деятельности №KZ35RYS00746835 от 22.08.2024 года пришла к выводу о необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду в соответствии со следующими обоснованиями.

Намечаемой деятельностью АО «Эмбаунайгаз» №KZ35RYS00746835 от 22.08.2024 года предусматривается «Дополнение к проекту разработки месторождения Уаз»

В соответствии подпункту 3 пункта статьи 65 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК оценка воздействия в окружающую среду является обязательной при внесении существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, указанных в подпунктах 1) и 2) настоящего пункта, в отношении которых ранее была проведена оценка воздействия на окружающую среду.

Для целей проведения оценки воздействия на окружающую среду или скрининга воздействий намечаемой деятельности под существенными изменениями деятельности понимаются любые изменения.

При проведении обязательной оценки воздействия на окружающую среду учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно протокола размещенного на портале «Единый экологический портал», также требования ст. 72 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

В связи с этим заявление о намечаемой деятельности АО «Эмбаунайгаз» №KZ35RYS00746835 от 22.08.2024 года относится к обязательной оценке воздействия на окружающую среду.

При проведении обязательной оценки воздействия на окружающую среду учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно протокола размещенного на портале «Единый экологический портал», также требования ст. 72 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

Проект отчета о возможных воздействиях должен содержать следующие сведения.

1. Отчет о возможных воздействиях необходимо разработать в соответствии с приложением 2 Инструкции по организации проведению экологической оценки к приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424 и должен содержать информацию согласно статьи 71 пункта 4 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

2. Вместе с тем, согласно Правилам проведения общественных слушаний, утвержденными приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286, общественные слушания по документам, намечаемая деятельность по которым может оказывать воздействие на территорию более чем одной административно-территориальной единицы (областей, городов республиканского значения, столицы, районов, городов областного, районного значения, сельских округов, поселков, сел), проводятся на территории каждой такой административно-территориальной единицы. В этой связи необходимо проведение общественных слушаний в ближайших к объекту населенных пунктах.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық қол қой» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қайта бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында қарылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексері аласыз. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.



3. Необходимо указать объемы образования всех видов отходов проектируемого объекта с разделением их на строительство и эксплуатации намечаемой деятельности, а также предусмотреть альтернативные методы использования отходов (методы сортировки, обезвреживания и утилизации всех образуемых видов отходов и варианты методов обращения с данным видом отходов и его утилизации). Вместе с тем, в соответствии с Классификатором отходов, утвержденный Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314 необходимо указать класс опасности отходов (опасный, неопасный, зеркальные отходы).

4. Согласно п. 25 Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280, необходимо оценить воздействие на растительный и животный мир, а также на места, используемые (занятые) охраняемыми, ценными или чувствительными к воздействиям видами растений или животных (а именно, места произрастания, размножения, обитания, гнездования, добычи корма, отдыха, зимовки, концентрации, миграции).

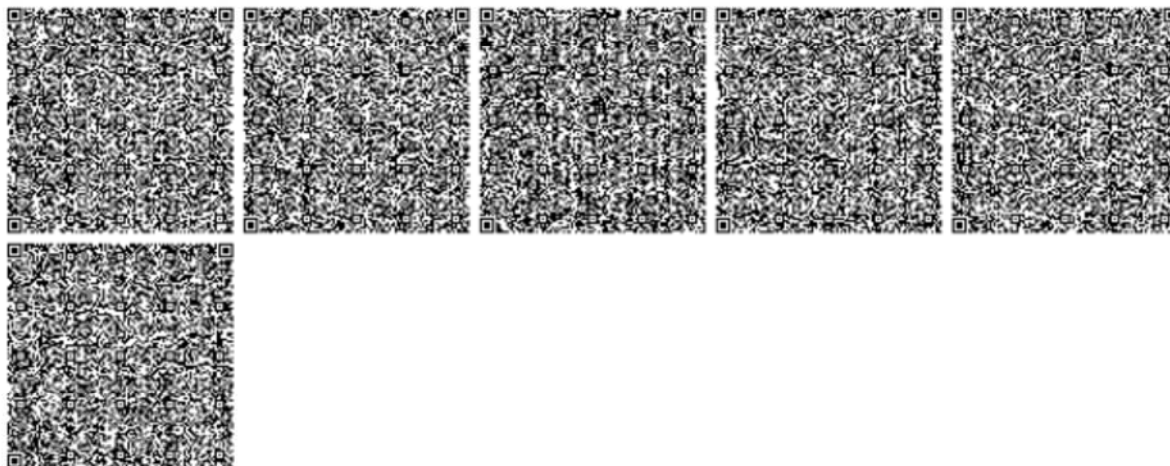
5. Осуществляет выбросы загрязняющих (в том числе токсичных, ядовитых или иных опасных) веществ в атмосферу, которые могут привести к нарушению экологических нормативов или целевых показателей качества атмосферного воздуха, а до их утверждения – гигиенических нормативов.

6. Согласно п. 25 Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280, необходимо оценить воздействие на растительный и животный мир, а также на места, используемые (занятые) охраняемыми, ценными или чувствительными к воздействиям видами растений или животных (а именно, места произрастания, размножения, обитания, гнездования, добычи корма, отдыха, зимовки, концентрации, миграции).

7. Является источником физических воздействий на природную среду: шума, вибрации, ионизирующего излучения, напряженности электромагнитных полей, световой или тепловой энергии, иных физических воздействий на компоненты природной среды.

И.о. руководителя департамента

Есенов Ерлан Сатканович



Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі замінен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексеру аласыз. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.



Приложение 4 - Заключение СЭС на Проект обоснование СЗЗ

Нысанның БҚСЖ бойынша коды Код формы по ОКУД КСЖЖ бойынша ұйым коды Код организации по ОКПО	
Қазақстан Республикасы Денсаулық сақтау министрлігі Министерство здравоохранения Республики Казахстан	
Мемлекеттік органның атауы Наименование государственного органа "Қазақстан Республикасының Денсаулық сақтау министрлігі Санитариялық-эпидемиологиялық бақылау комитеті Атырау облысының санитариялық-эпидемиологиялық бақылау департаменті" республикалық мемлекеттік мекемесі республиканское государственное учреждение "Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Атырауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан"	

**Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды
Санитарно-эпидемиологическое заключение**

№ Е.05.Х.КZ09VBZ00037526

Дата: 28.09.2022 ж. (г.)

1. Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау (Санитарно-эпидемиологическая экспертиза)

Проект установления санитарно-защитной зоны (окончательная СЗЗ) по площадке НГДУ «Кайнармұнайгаз» АО «Эмба мұнайгаз».

(«Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» 2020 жылғы 7 шілдегі Қазақстан Республикасы Кодекстың 20-бабы сәйкес санитариялық-эпидемиологиялық сараптама жүргізілетін объектінің толық атауы) (полное наименование объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы, в соответствии со статьей 20 Кодекса Республики Казахстан от 7 июля 2020 года «О здоровье народа и системе здравоохранения»)

Жүргізілді (Проведена) Заявление от 21.09.2022 10:11:12 № KZ39RLS00085375

өтініш, ұйғарым, құлы бойынша, жоспарлы және басқа да түрде (күн, нөмірі)
по обращению, предписанию, постановлению, плановая и другие (дата, номер)

2. Тапсырыс (өтініш) беруші (Заказчик)(заявитель) Акционерное общество "Эмба мұнайгаз". Қызылқоғинский район. Атырауской области

Шаруашылық жүргізуші субъектінің толық атауы, мекен-жайы, телефоны, жетекшісінің тегі, аты, әкесінің аты, қолы.
(полное наименование хозяйствующего субъекта (принадлежность), адрес/месторасположение объекта, телефон, Фамилия, имя, отчество руководителя)

3. Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау жүргізілетін нысанның қолданылу аумағы (Область применения объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы)

Добыча сырой нефти и попутного нефтяного газа на месторождениях.

сала, қайраткерлік ортасы, орналасқан орны, мекен-жайы (вид деятельность)

4. Жобалар, материалдар дайындалды (Проекты, материалы разработаны (подготовлены) ТОО «КазПрогресс-СтройСервис»

5. Ұсынылған құжаттар (Представленные документы) Заявление, Проект установления санитарно-защитной зоны (окончательная СЗЗ), Протокола испытаний.

6. Өтініштің үлгілері ұсынылды (Представлены образцы продукции) -

7. Басқа ұйымдардың сараптау қорытындысы (егер болса) (Экспертное заключение других организации если имеются)

-

Қорытынды берген ұйымның атауы (наименование организации выдавшей заключение)

8. Сараптама жүргізілетін нысанның толық санитариялық-гигиеналық сипаттамасы мен оған берілетін баға (қызметке, үрдіске, жағдайға, технологияға, өндіріске, өнімге) (Полная санитарно-гигиеническая характеристика и оценка объекта экспертизы (услуг, процессов, условий, технологий, производств, продукции)

Замечания, отмеченные № KZ87VBZ00036316 от 09.08.2022 г. Устранены, проект дополнен. Компания АО «Эмба мұнайгаз» имеет в своем структурном подразделении нефтегазодобывающее управление НГДУ «Кайнармұнайгаз» расположенное в Атырауской области, Кызылқоғинском районе.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7-бабы, 1 тармағына сәйкес қиғаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.



Нефтяные месторождения НГДУ «Кайнармунайгаз» размещены по территории Кызылкогинского района, Атырауской области. Ближайшими населенными пунктами являются поселок: Жамансор и Макат. Районным центром является поселок Миялы. Административное здание НГДУ «Кайнармунайгаз» находится в п.Жамансор. Связь с городом Атырау осуществляется по автомобильной дороге с твердым покрытием, а также по железной дороге через п. Макат.

Основной деятельностью НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» является добыча сырой нефти и попутного нефтяного газа на месторождениях Кызылкогинского района.

На всех месторождениях предусмотрена единая герметизированная система сбора нефтяной эмульсии, в которую входит следующее технологическое оборудование:

- Ш групповая замерная установка (ГЗУ) на выкидных линиях;
- Ш напорный водоводот ГЗУ до площадки сбора, на площадке ЦПС;
- Ш блок химреагентов;
- Ш резервуары для хранения товарной и сырой нефти;
- Ш печи для подогрева нефти;
- Ш емкости для уловленной нефти;
- Ш нефтеналивной стояк.

Для питания электроэнергией производственных площадок месторождений, проведена воздушная линия ЛЭП, в качестве аварийных источников электроэнергии на площадках приняты стационарные дизельные электростанции.

На случай аварийной ситуации предусмотрены: байпасная линия, переключающая поток нефти, в приемную емкость, минуя резервуар для сбора жидкости и байпасная линия, переключающая поток нефти в резервуар-отстойник, минуя печь (в летнее время).

Пластовая вода, отделившаяся от нефти в резервуаре для сбора жидкости резервуаре-отстойнике, собирается в резервуарах для отстоя воды, накапливаются в емкости уловленной нефти, откуда своим насосом подаются в резервуар для сбора жидкости.

Жилые зоны вблизи месторождений НГДУ «Кайнармунайгаз» отсутствуют. В зоне влияния предприятия курортов, зон отдыха и объектов с повышенными требованиями к санитарному состоянию атмосферного воздуха нет.

На ситуационной карте-схеме района размещения НГДУ «Кайнармунайгаз» (приложение) показано взаиморасположение месторождений и граничащих с ними характерных объектов и границы нормативных санитарно-защитных зон.

НГДУ «Кайнармунайгаз» ведет разработку и эксплуатацию месторождений: Восточный Молдабек, Б.Жоламанов, Северный Котыртас, Площадь УАЗ, Уз Восточный, Площадь Кондыбай и ЦПС Кенбай с большими запасами нефти и газа. Также имеется НПС-3. Все месторождения НГДУ «Кайнармунайгаз» разбросаны по территории района. Имеется вахтовый поселок «Кайнар» для проживания рабочего персонала и цех спецтехники технологического транспорта (цех СТТТ), УПРЭО и УПТРО.

НГДУ, как стационарный источник выбросов, характеризуется выбросами от технологического оборудования нефтегазодобычи, в процессе эксплуатации которых происходит выделение различных углеводородных фракций, а также от организованных источников выбросов загрязняющих веществ. На рассматриваемой территории промышленных зон, лесов, сельскохозяйственных угодий, транспортных магистралей, жилых территорий, зон отдыха, территории заповедников, ООПТ, музеев, памятников архитектуры, санаториев, домов отдыха отсутствуют.

На промплощадках НГДУ «Кайнармунайгаз» расположено 1417 источников выбросов загрязняющих веществ: из них 172 организованных; 1245 неорганизованных.

В процессе работы данных источников выбросов в атмосферу выделяются следующие компоненты: оксид углерода, углеводороды C12-C19, сажа, сернистый ангидрид, формальдегид, бензапирен, диоксид азота, оксид азота, мазутная зола, сероводород, масло минеральное нефтяное, углеводороды C1-C5, углеводороды C6-C10, бензол, толуол, ксилол, пентилены, этилбензол, серная кислота, пыль абразивная, взвешенные частицы, пыль металлическая, древесная пыль.

От топливосжигающих устройств (топки котлов, печи подогрева нефти, устьевые нагреватели нефти) с дымовыми газами выбрасываются в атмосферу диоксиды азота и серы, оксид углерода, твердые частицы (сажа, мазутная зола), метан;

Источниками выделения взвешенных веществ и абразивной пыли является процесс металлообработки;

От сварочных работ в атмосферу поступают пары сварочного аэрозоля, фтористого водорода, оксиды марганца, фториды и соединения кремния.

В процессе вулканизации камер в атмосферу поступают пары бензина и оксид углерода; в процессе зарядки аккумуляторов - пары серной кислоты.

При работе дизельных передвижных сварочных агрегатов САГ и ДЭС в атмосферу поступают:



оксид углерода, керосин, формальдегид, сажа, бенз(а)пирен, диоксиды азота и серы. Приоритетным загрязняющим веществом, выбрасываемым в атмосферу организованными и неорганизованными источниками, являются углеводороды.

На НГДУ «Кайнармунайгаз» имеются как организованные, так и неорганизованные источники.

К организованным источникам выбросов относятся:

дымовые трубы котлов, бытовых печей, кузнечного горна - Котлы, бытовые печи, кузнечный горн работают на попутном нефтяном и природном очищенном газе. В процессе работы в атмосферный воздух выделяются: азота диоксид и оксид, сера диоксид и углерод оксид.

дымовые трубы печей подогрева нефти - Печи работают на попутном нефтяном и природном очищенном газе. В процессе работы печей в атмосферный воздух выделяются: азота диоксид и оксид, сера диоксид, углерод оксид и метан.

дыхательные клапаны резервуаров для нефти - При хранении и приеме нефти в атмосферу выделяются следующие вещества: сероводород, смесь углеводородов предельных C1-C5, смесь углеводородов предельных C6-C10, сернистый ангидрид.

факал - В процессе сжигания попутного нефтяного газа на факельных линиях высокого и низкого давления в атмосферный воздух выделяются: азота диоксид, сажа, сероводород, углерод оксид, метан, смесь природных меркаптанов.

выхлопные трубы дизельных электростанций (ДЭС) - При работе ДЭС в атмосферный воздух выделяются: азота диоксид и оксид, сажа, сера диоксид, углерод оксид, бенз(а)пирен, формальдегид, углеводороды предельные C12-C19.

выхлопные трубы сварочных агрегатов (САГ) - При работе двигателей сварочных агрегатов в атмосферный воздух выделяются: азота диоксид и оксид, сажа, сера диоксид, углерод оксид, бенз(а)пирен, формальдегид, углеводороды предельные C12-C19.

вентиляционная труба от хим.лаборатории - В процессе проведения химических испытаний и анализов нефти в атмосферу выделяются: азотная кислота, толуол, бензин;

При зарядке аккумуляторов в атмосферный воздух выделяются серная кислота.

дыхательные клапаны резервуаров хранения нефтепродуктов и топливораздаточные пистолеты колонок для отпуска нефтепродуктов на АЗС - При хранении и отпуске нефтепродукта в атмосферный воздух выделяются: смесь углеводородов предельных C1-C5, смесь углеводородов предельных C6-C10, пентилены, бензол, ксилол, толуол, этилбензол, сероводород, углеводороды предельные C12-C19, масло минеральное нефтяное.

К неорганизованным источникам выбросов относятся неплотности соединений, запорно-регулирующая арматура на следующем технологическом оборудовании:

- скважины;
- замерные установки;
- отстойники;
- насосы;
- буферные емкости;
- емкости для нефти;
- емкости сепарационные;
- дренажные емкости на ГУ и скважинах;
- нефтесепараторы;
- газосепараторы;
- концевые сепарационные установки;
- установки блочные сепарационные;
- установка дозирования химреагентов;
- узлы учета и т.д..

Кроме основного технологического оборудования на территориях месторождений находится вспомогательное оборудование. К неорганизованным источникам относятся сварочные посты, предназначенные для выполнения ремонтных работ - источники выброса ЗВ в атмосферу. Передвижные сварочные агрегаты (САГ), используются в качестве автономного источника питания сварочного поста. Агрегаты работают на дизельном топливе. При проведении сварочных работ в атмосферу выделяются следующие вредные вещества: железо оксиды, марганец и его неорганические соединения, азота диоксид, углерод оксид, фтористые газообразные соединения, фториды неорганические плохо растворимые, пыль неорганическая, с содержанием двуокиси кремния 70-20%.

В процессе добычи нефти все технологические процессы сопровождаются выделением углеводородов. По результатам проведенного мониторинга за 2021 год, превышений ни по одному из загрязняющих веществ не обнаружено.

1. ОБОСНОВАНИЕ САНИТОРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ

5.1 Основные требования к установлению СЗЗ

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қалға бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексері аласыз. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.



Размер санитарно-защитной зоны и класс опасности для всех промышленных площадок АО «Эмбаунайгаз» устанавливается в соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» утвержденными Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2.

Размер санитарно-защитной зоны для площадок НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» составляет 1000 м на всех месторождениях, в соответствии с Приложением 1, раздел 3, пункт 11, подпункт 3 как производства по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 тонн в сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов и относится к 1 классу опасности.

Критерием для определения размера СЗЗ является не превышение на ее внешней границе и за ее пределами концентрации загрязняющих веществ ПДК максимально-разовые или ориентировочный безопасный уровень воздействия для атмосферного воздуха населенных мест или ПДУ физического воздействия.

5.2 Уточнение границ согласно расчета рассеивания выбросов ЗВ в атмосферу от источников загрязнения
По результатам рассеивания в проекте обоснования СЗЗ, на которое было получено положительное санитарно-эпидемиологическое заключение (приложение 2), было проведено рассеивание загрязняющих веществ в атмосферу с учетом полной нагрузки оборудования. Расчет был проведен аналитически по программному комплексу УПРЗА "ЭРА" v2.0 фирмы НПП "Логос-Плюс", Новосибирск. По результатам рассеивания проектом обоснования была обоснована СЗЗ в 1000 метров как приемлемая для данного вида производства. Результаты рассеивания сведены в таблицу. Данное рассеивание проведено без учета фона, так как в месте расположения месторождений посты наблюдения находятся в отдалении от всех месторождений. Для показателя фона приняты натуральные исследования, которые показывают результаты с включением фоновых концентраций (общий фон).

Выбросы загрязняющих веществ в атмосфере определены при наилучших метеорологических условиях и максимально возможных выбросах от оборудования. Расчеты выполнены по всем ингредиентам и группам суммаций, присутствующим в выбросах от источников загрязнения атмосферы с учетом одновременности работы всех источников.

Анализ результатов расчетов рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы не выявил какого-либо превышения норм качества воздуха на границе СЗЗ.

Кроме того, ветровая деятельность будет способствовать рассеиванию выбросов загрязняющих веществ в атмосфере и быстрому снижению концентраций загрязняющих веществ в воздухе.

Для подтверждения окончательной (установленной) СЗЗ необходимы натуральные измерения выбросов загрязняющих веществ в течение не менее года. Компанией ежеквартально проводятся замеры на границе СЗЗ для подтверждения отсутствия превышений установленных ПДК по атмосфере. Для лучшего результата использованы замеры за 2021 гг.

Замеры выбросов на промышленной площадке проводили аккредитованная лаборатория экологических исследований и мониторинга АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» (Аттестат аккредитации KZ.T.06.1755 от 29.06.2016г)

Замеры проводятся согласно разработанной программе производственного экологического контроля.

Результаты измерений за 2021 год собраны в единую таблицу

По результатам натуральных годовых измерений видно, что превышений норм ПДК не по одному из ингредиентов на границе СЗЗ не обнаружено. Соответственно на границе жилой зоны концентрации также являются в пределах нормы или равно нулю. В Приложении 4 приведены протоколы измерений за 2021 год.

Основным источником шума, создающим шумовой режим на предприятии, является работа технологического оборудования. Санитарно-гигиеническую оценку шума принято производить по уровню звукового давления (в дБА), уровня звукового давления в октавных полосах со среднегеометрическими частотами от 63 до 8000 Гц (в дБА), эквивалентному уровню звука (в дБА) и по дозе полученного шума персоналом предприятия (в %). Персонал предприятия работает при непостоянном шуме. При этом шум нормируется и оценивается по эквивалентному уровню или дозе, исходя из уровней шума в различных точках постоянной рабочей зоны и времени нахождения в этих точках в течение смены. Согласно Санитарным нормам допустимых уровней шума на рабочих местах № 1.02.007-94 допустимым уровнем звука на рабочих местах является 80 дБА.

Норма шума на территории жилой застройки регламентируется «Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к административным и жилым зданиям» (с изменениями и дополнениями от 05.07.2020 г.) от 26 октября 2018 года № КР ДСМ-29

Для территории непосредственно примыкающей к жилым домам эквивалентный уровень звука установлен равным 45-55 дБА. В пределах СЗЗ промплощадок АО «Эмбаунайгаз» и за ее пределами в нескольких километрах населенных пунктов нет, они достаточно отдалены. Таким образом, считаем, что шумовое воздействие будет полностью исключено.

Бұл құжат КР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сақдау жолымен туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сайлас құжат бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексеріңіз. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.



Наряду с шумом опасным и вредным фактором производственной среды, воздействующим на персонал, является вибрация - колебания рабочего места. По способу передачи на человека вибрация подразделяется на: общую, передающуюся через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека, локальную, передающуюся через руки человека. По направлению действия вибрация подразделяется на: действующую вдоль осей ортогональной системы координат для общей вибрации и действующую вдоль осей ортогональной системы координат для локальной вибрации. По временной характеристике различается постоянная вибрация и непостоянная. Вибрация, подобно шуму, приводит к снижению производительности труда, нарушает деятельность центральной и нервной вегетативной системы, приводит к заболеваниям сердечнососудистой системы. Вибрации возникают, главным образом, вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин. Уровень вибрации от технологического оборудования предприятия не превышает допустимые нормы. Параметры вибрации устанавливаются согласно ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность. Общие требования». Различают общую вибрацию транспортную и технологическую. Фактором увеличения уровней шума и вибрации является механический износ технологического оборудования и его узлов, поэтому для предотвращения возможного превышения уровня шума и вибрации должны выполняться следующие мероприятия:

- периодическая проверка оборудования машин и механизмов на рабочих местах;
- при превышении шума и вибрации по плановому замеру производится контрольное обследование установки с целью установления причины и принятия мер по замене или ремонту узлов, являющихся их причиной.

Расчет СЗЗ по фактору шумового воздействия

Определение размера СЗЗ по фактору шума проводилось при помощи натурных измерений. Измерения шума проводились работниками испытательной лаборатории на фиксированном расстоянии от промплощадки предприятия. Замеры уровня шума показали, что превышения гигиенических нормативов уровня шума не наблюдается.

Исходя из вышесказанного, на настоящий момент с учетом нынешних объемов производства, на границе СЗЗ предприятия уровень загрязнения атмосферного воздуха, уровень шума и вибрации находятся в пределах допустимых значений, следовательно проведение расчета по шуму, вибрации будет значительно ниже имеющейся СЗЗ и имеющиеся СЗЗ по фактору загрязнения значительно превышает, что исключает корректировку СЗЗ по шуму и вибрации.

Исходя из вышесказанного предлагаемый максимальный размер санитарно-защитной зоны для НГДУ «Кайнармунайгаз» составит 1000 м.

6. ПОЛНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ГРАНИЦ СЗЗ

Согласно, санитарных правил приложению 1 к «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2 - Размер санитарно-защитной зоны для месторождения составляет не менее 1000 м, в соответствии с Приложением 1, раздел 3, пункт 11, подпункт 3 как производство по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 тонн в сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов.

Результаты исследования всех факторов

В ходе разработки проекта СЗЗ были рассмотрены все аспекты влияния производства на сферы окружающей среды и население. Ближайшие жилые массивы расположены на расстоянии от 2 км и более от границ крайнего источника. В виду отдаленности водных ресурсов рассмотренное влияние на них является не целесообразным, так как по всем параметрам выбросы на границе СЗЗ (1000 м) значительно ниже установленной нормы, что дает нам право, считать что концентрация загрязняющих химических и физических загрязнений от производства на участке водной зоны будет равно нулю.

Оценка риска на здоровье населения

По результатам рассевания видно что даже на границе СЗЗ (1000м) отсутствуют пороговые превышения уровня негативного влияния. Что доказывает, что ближайшее месторождение не оказывает сильного негативного влияния на население. Тем более сильные ветра частые в данном регионе способствуют быстрому рассеиванию веществ.

Вывод

С учетом всех факторов влияния на здоровье населения, а также на рабочий персонал, можно сделать вывод, что производственный процесс с учетом максимальной нагрузки на источники окажет допустимое влияние, которое не будет оказывать негативного воздействия на здоровье жилой зоны. Изучив все воздействия которые могут влиять на изменение СЗЗ, можно сделать вывод, что граница СЗЗ в 1000 метров является приемлемой для данных участков.

Для установления окончательной СЗЗ были проведены годичные измерения загрязняющих веществ в



атмосферу на границах СЗЗ. По результатам замеров видно, что превышений норм ПДВ и ПДУ не обнаружено, в связи с чем можно принять СЗЗ с размером 1000 метров как окончательную. На основании выше сказанного окончательная СЗЗ для участков, с учетом всех измерений и расчетов рассеивания принята с размером 1000 метров. Предприятие относится к 1 классу опасности согласно СП.

Водопотребление происходит за счет водопроводов, использования поверхностных вод не предусматривается. Водотведение осуществляется в канализационные колодцы, либо очищаются на собственных очистных установках или вывозятся по договору в местах где это не предусмотрено. Ведется строгий учет потребленной воды, отведенной и очищенной. Очищенная вода направляется на поля испарения и используется вторично на полив и обеспыливание. Баланс водопотребления и отведения ведется в журналах и регистрируется по факту.

7. ОБРАЗОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОТХОДОВ

Система управления отходами включает в себя десять этапов технологического цикла:

- Образование/накопление отходов.
- Сбор/идентификация/сортировка/маркировка отходов.
- Временное складирование отходов.
- Транспортирование/передача отходов.
- Удаление отходов.

Ниже рассмотрены основные этапы технологического цикла обращения с отходами

Образование/накопление отходов

Первым этапом технологического цикла обращения с отходами является образование отходов. Образование/накопление отходов имеет место в технологических процессах при добыче и разработке нефтяных месторождений, а также от объектов инфраструктуры в период эксплуатации (вахтовые поселки), при бурении скважин, в период строительства новых или ликвидации старых объектов.

Сбор/идентификация/сортировка/маркировка отходов

Вторым этапом технологического цикла является сбор отходов. На месторождениях НГДУ «Кайнармунайгаз» осуществляет раздельный сбор образующихся отходов. Сбор и накопление отходов производится в специально оборудованных местах (площадках) и предназначенных для сбора и накопления различного вида контейнерах.

Идентификация отходов является третьим этапом технологического цикла отходов. Идентификация образующихся отходов на производственных объектах НГДУ «Кайнармунайгаз» осуществлялась на основе проведенных исследований химического состава отходов.

Состав отходов определялся методами физического, физико-химического анализа и на основании первичного сырья, из которого образовались отходы, и технологических режимов, которым подвергалось это сырье. Количественный состав каждого компонента в общей массе отходов выражается в мг/кг. Для определения качественного и количественного состава и класса опасности отходов проводился отбор проб. Для выполнения данных видов работ привлекались специализированные организации.

К количественной оценке экологической безопасности отходов применялся вероятностный подход.

Мерой вероятности вредного воздействия отдельных компонентов отходов служили их физико-химические, а также санитарно-эпидемиологические параметры для каждого отдельно взятого компонента отходов. Данные по указанным параметрам определялись из официально изданных справочников.

Сортировка является четвертым этапом технологического цикла отходов. Образующиеся отходы разделяются на первоначальном этапе образования в целях соблюдения требований действующего законодательства РК.

АО «Эмбаунайгаз» каких-либо установок по обезвреживанию отходов не имеет.

Шестым этапом экологического цикла является упаковка и маркировка отходов. Упаковка и маркировка отходов состоит в обеспечении установленными методами и средствами (с помощью укладки в тару или другие емкости, пакетированием, с нанесением соответствующей маркировки) целостности и сохранности отходов в период их сортировки, погрузки, транспортирования, складирования, хранения в установленных местах. Особое внимание должно быть уделено упаковке и маркировке опасных отходов. Коммунальные отходы собираются в металлические контейнеры стандартного типа. Контейнеры имеют инвентарный номер и надпись «для коммунальных отходов».

Отработанные люминесцентные лампы упаковываются в заводскую или самодельную картонную упаковку.

Все остальные отходы, образующиеся на объектах НГДУ «Кайнармунайгаз» собираются в соответствующие контейнеры без упаковки. Контейнеры выкрашены в соответствующий цвет, имеют инвентарный номер и надпись.



7.1. Анализ текущего состояния управления отходами на предприятии

Основной производственной деятельностью АО «Эмбаунайгаз» на Контрактной территории является добыча углеводородов.

Производственная деятельность Компании, так или иначе, оказывает антропогенное воздействие на компоненты природной среды, в том числе и образованием определенных видов отходов.

Согласно статье 317 ЭК РК, под отходами понимаются любые вещества, материалы или предметы, образовавшиеся в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления (в том числе товары, утратившие свои потребительские свойства), которые их владелец прямо признает отходами либо должен направить на удаление или восстановление в силу требований закона или намеревается подвергнуть, либо подвергает операциям по удалению или восстановлению.

Основной операцией по управлению отходами является их накопление (временное складирование) в специально установленных местах.

Под накоплением отходов понимается временное складирование отходов в специально установленных местах в течение сроков, указанных в пункте 2 статьи 320, осуществляемое в процессе образования отходов или дальнейшего управления ими до момента их окончательного восстановления или удаления. В соответствии с пунктом 2 статьи 320 ЭК РК, места накопления отходов предназначены для:

- 1) временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;
- 2) временного складирования опасных отходов в процессе их сбора (в контейнерах, на перевалочных и сортировочных станциях), на срок не более трех месяцев до даты их вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;
- 3) временного складирования отходов на объекте, где данные отходы будут подвергнуты операциям по удалению или восстановлению, на срок не более шести месяцев до направления их на восстановление или удаление.

Временное складирование отходов Компании производится строго в специализированных местах, в емкостях и на специализированных площадках, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

С мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющим операции по их восстановлению или удалению на основании лицензий.

В таблице №8.1-1 приведена оценка текущего состояния управления отходами.

Код отходов, обозначенный знаком (*) в таблице классифицируется, как опасный отход в соответствии с классификатором отходов, утвержденный приказом п.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.

В таблице №8.1-2 представлена динамика накопления отходов за 2019-2021 годы, транспортирование, утилизация накопленных отходов.

9.1 Мероприятие по благоустройству

Озеленение

Основными и главными природоохранными мероприятиями для улучшения состояния воздушного бассейна на производственной базе, является озеленение. Даже сравнительно небольшие участки насаждений, снижают в летнее время запыленность на своей территории на 30-40%. Зеленые насаждения улучшают электро-гигиенические свойства атмосферы, понижают режим атмосферного воздуха. Рядовая посадка по периметру участка является надежной защитой от пыли, песка, способствует очищению загрязненного воздуха и благотворно воздействует на здоровье и самочувствие человека. На формирование микроклимата сильное влияние оказывает солнечная радиация. Под пологом зеленых ветвей ее интенсивность значительно ниже, чем на незащищенных местах. При горизонтальной сомкнутости зеленых крон, равной 1,0, а под их пологом проникает менее 10% солнечной радиации. Уменьшение сомкнутости полога только на 0,01, увеличивает радиацию на 6-10%.

Зеленые насаждения фильтруют, задерживают, и поглощают часть звуковой энергии. Звуковая волна, эластичности и смещения листьев отражаясь от разной ориентации, теряет свою энергию за счет.

Потому шум в помещениях перед которыми расположены деревья, значительно меньше, чем в помещениях, не защищенных деревьями.

На основании п 5 пп 50 СП № КР ДСМ-2 от 11.01.2022 г. «Озеленение СЗЗ для предприятий 1 класса опасности - не менее 40 % ее территории с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки. При невозможности выполнения указанного удельного веса озеленения площади СЗЗ (при плотной застройке объектами, а также при расположении объекта на удалении от населенных пунктов, в пустынной и полупустынной местности), допускается озеленение свободных от застройки территорий и территории ближайших населенных пунктов, по согласованию с местными исполнительными органами, с обязательным обоснованием в проекте СЗЗ.

Существующее озеленение составляет не более 346000 м². В виду того, что участки располагаются в



пустынной зоне и вдали от жилых районов, рассматривается дополнительный вариант озеленения близлежащих поселков и города после выделения территорий отведенных под озеленение. Планируется использовать деревья и кустарники, приспособленные к местному климату. Озеленение будет проводиться за счет собственных средств по заданию местных исполнительных органов. Предоставление карт, схем и графика благоустройства территорий не является возможным, ввиду того, что озеленение будет проводиться вне территории СЗЗ на отведенных участках и объемах по договоренности с поселковыми, областными и городскими акматами. Имеется меморандум прикрепленный в приложении 6

9.Құрылыс салуға бөлінген жер учаскесінің қайта жаңартылатын нысанның сипаттамасы (өлшемдері, ауданы, топырағының түрі, учаскенің бұрын пайдаланылуы, жерасты суларының тұру биіктігі, батпақтану, желдің басымды бағыттары, санитариялық-қорғау аумағының өлшемдері, сумен, канализациямен, жылумен қамтамасыз ету мүмкіндігі және қоршаған орта мен халық денсаулығына тигізетін әсері, дүние тараптары бойынша бағыты)
(Характеристика земельного участка под строительство, объекта реконструкции, размеры, площади, вид грунта, использование участка в прошлом, высота стояния грунтовых вод, наличие заболоченности, господствующие направления ветров, размеры санитарно-защитной зоны, возможность водоснабжения, канализования, теплоснабжения и влияния на окружающую среду и здоровью населения, ориентация по сторонам света;) _

10.Зертханалық және зертханалық-аспаптық зерттеулер мен сынақтардың хаттамалары, сонымен қатар бас жоспардың, сызбалардың, суреттердің көшірмелері
(Протоколы лабораторных и лабораторно-инструментальных исследований и испытаний, а также выкопировки из генеральных планов, чертежей, фото)

Протокола исследований: Протокол испытаний АВ от 05.03.2021г., АВ от 15.05.2021г.16.08.2021г. 10.11.2021г.

11. ИСК-мен жұмыс істеуге рұқсат етіледі (разрешаются работы с ИИИ)

ИСК түрі және сипаттамасы (вид и характеристика ИИИ)	Жұмыстар түрі және сипаттамасы (Вид и характер работ)	Жұмыстар жүргізу орны (Место проведения работ)	Шектеу жағдайлары (Ограничительные условия)
1	2	3	4
I. Ашық ИСК-мен жұмыстар (работы с открытыми ИИИ)	Не требуется	-	-
II. Жабық ИСК-мен жұмыстар (Работы с закрытыми ИИИ)	-	-	-
III. Сәуле өндіретін құрылыстармен жұмыстар (Работы с устройствами, генерирующими излучение)	-	-	-
IV. ИСК-мен басқа жұмыстар (другие работы с ИИИ)	-	-	-



**Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды
Санитарно-эпидемиологическое заключение**

Проект установления санитарно-защитной зоны (окончательная СЗЗ) по площадке НГДУ «Кайнармұнайгаз» АО «Эмба мұнайгаз».

(мысмен, шаруашылық жүргізуші субъектінің (керег-жарық) пайдалануға берілетін немесе қайта жаныртылған мысалдарды, жобалық құжаттардың, тіршілік ортасы факторларының, шаруашылық және басқа жұмыстардың, өнімнің, қызметтердің, автокөліктердің және т.б. толық аяғуы)
(полное наименование объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы, в соответствии с пунктом 8 статьи 62 Кодекса Республики Казахстан от 18 сентября 2009 года «О здоровье народа и системе здравоохранения»).

(санитариялық-эпидемиологиялық сараптама негізінде) (на основании санитарно-эпидемиологической экспертизы)
Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденного Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2.

Санитариялық қағидалар мен гигиеналық нормативтерге (санитарным правилам и гигиеническим нормативам) сай **сай (соответствует)**

Ұсыныстар (Предложения):

«Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» Қазақстан Республикасы Кодекстің негізінде осы санитариялық-эпидемиологиялық қорытындының міндетті күші бар.
На основании Кодекса Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» настоящее санитарно-эпидемиологическое заключение имеет обязательную силу

"Қазақстан Республикасының Денсаулық сақтау министрлігі Санитариялық-эпидемиологиялық бақылау комитеті Атырау облысының санитариялық-эпидемиологиялық бақылау департаменті" республикалық мемлекеттік мекемесі

Атырау Қ.Ә., көшесі Гурьев, № 7А үй

Мемлекеттік санитариялық Бас дәрігері, қолы (орынбасар)

республиканское государственное учреждение "Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Атырауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан"

Атырау Г.А., улица Гурьев, дом № 7А

(Главный государственный санитарный врач (заместитель))

Танауов Мадениет Рашидович

тегі, аты, әкесінің аты, қолы (фамилия, имя, отчество, подпись)



Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

Приложение 5 - План-график

N источ- ника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность	Норматив допустимых выбросов		Кем осуществляет ся контроль	Методика проведе- ния контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	5	6	7	8	9
0001	Уаз	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0.90613333333 1.17797333333 0.15102222222 0.30204444445 0.75511111111 0.03624533333 0.03624533333 0.36245333333		Сторонняя организация на договорной основе	0004
0002	Уаз	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		0.13 0.169 0.02166666667 0.04333333333 0.10833333333 0.0052 0.0052 0.052			

0003	Уаз	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.90613333333 1.17797333333 0.15102222222 0.30204444445 0.75511111111 0.03624533333 0.03624533333 0.36245333333			
6001	Уаз	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.03671			
6002	Уаз	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.29844			
6003	Уаз	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.000631			
6004	Уаз	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.1083			
6005	Уаз	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.000018 0.0065			
6006	Уаз	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274) Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства		0.01092 0.001153 0.000285			

6007	Уаз	- глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) Сероводород (Дигидросульфид) (518) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.000018 0.0065			
6008	Уаз	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0139			
6009	Уаз	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0000002 0.00039			
0001	Уаз	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт	0.9061333333		Сторонняя организация на договорной основе	0004
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1.17797333333 0.15102222222 0.30204444445 0.75511111111 0.03624533333 0.03624533333 0.36245333333			
0002	Уаз	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,		0.13 0.169 0.02166666667 0.04333333333 0.10833333333 0.0052			

0003	Уаз	Акрилальдегид) (474)		0.0052			
		Формальдегид (Метаналь) (609)		0.052			
		Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)					
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.9061333333			
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		1.1779733333			
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.1510222222			
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.3020444444			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.7551111111			
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.0362453333			
		Формальдегид (Метаналь) (609)		0.0362453333			
6001	Уаз	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		0.3624533333			
		Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.03671			
		Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.29844			
		Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.000631			
		Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.1083			
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.000018			
		Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		0.0065			
		Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)		0.01092			

6007	Уаз	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	1 раз/ кварт	0.001153			
		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)		0.000285			
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.000018			
6008	Уаз	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.0065			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0139			
6009	Уаз	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.0000002			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00039			
0001	мест.Уаз	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.00357	185.339972	Сторонняя организация	0004
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.00058	30.1112559		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.00008	4.15327668		
0002	мест.Уаз	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.01393	723.189301		
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.00545	282.941974		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.00088	45.6860434		
0003	мест.Уаз	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.00012	6.22991501		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.02127	1104.25244		
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.21092	78.1185185		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.03427	12.6925926		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.00757	2.8037037		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.77546	287.207407		

0004	мест.Уаз	Метан (727*)	0.0545	20.1851852		
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00525	1.95224649		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00085	0.316078		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00161	0.59868892		
0008	мест.Уаз	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0545	20.2661778		
		Метан (727*)	0.0545	20.2661778		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00014	44.5632799		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.04691	14931.8818		
0009	мест.Уаз	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.53571	170521.39		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.69643	221680.036		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.08929	28421.8233		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.17857	56840.4635		
0010	мест.Уаз	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.44643	142102.75		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.02143	6821.36491		
		Формальдегид (Метаналь) (609)	0.02143	6821.36491		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.21429	68210.466		
0013	мест.Уаз	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000012	15.2788388		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00381	4851.03132		
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.01096	55804.4807		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01425	72556.0081		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00183	9317.71894		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00365	18584.5214		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00913	46486.7617		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	0.00044	2240.32587		

		Акрилальдегид) (474)		0.00044	2240.32587		
		Формальдегид (Метаналь) (609)		0.00438	22301.4257		
0016	мест.Уаз	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.000004	1.27323657		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0014	445.632799		
0018	мест.Уаз	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00123	261.013496		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.40619	86195.9935		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.01514	3212.80027		
0021	мест.Уаз	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.00246	522.026993		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.00033	70.0280112		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.05931	12585.9435		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.0001	0.20371785		
0022	мест.Уаз	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0323	65.8008658		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0001	0.20371785		
0025	мест.Уаз	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0323	65.8008658		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0001	0.20371785		
0027	мест.Уаз	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0323	65.8008658		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.16025	544.968302		
0031		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.02604	88.5552236		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.00464	15.7794254		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.55641	1892.20476		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.0341	115.965174		
0033		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (

0050	4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.00554	18.8400898		
				0.00099	3.36673085		
				0.11841	402.681414		
				0.01675	5331.67813		
0053	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.00272	865.800866		
				0.00049	155.97148		
				0.05815	18509.6766		
				0.0000049	0.01666362		
0054	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0.00176	5.98529929		
				0.716292	2435.92159		
				0.264733	900.287634		
				0.026463	89.9937358		
0056	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349) Этилбензол (675) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (0.024346	82.794373		
				0.00307	10.4402664		
				0.02297	78.1149572		
				0.000635	2.15946878		
				0.5357	170518.207		
				0.6964	221670.486		
				0.0893	28425.0064		
				0.1786	56850.0127		
				0.4464	142093.201		
				0.02143	6821.36491		
				0.02143	6821.36491		
				0.2143	68213.6491		

0057		Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)					
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.3917	124681.691		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.5092	162083.015		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.0653	20785.587		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.1306	41571.1739		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.3264	103896.104		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.01567	4987.90425		
0058		Формальдегид (Метаналь) (609)		0.01567	4987.90425		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.1567	49879.0425		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.0333	10599.6944		
0059		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.01096	2325.7788		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.01425	3023.93685		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.00183	388.337153		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.00365	774.552245		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.00913	1937.44164		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.00044	93.3706816		
		Формальдегид (Метаналь) (609)		0.00044	93.3706816		
0060		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.00438	929.462694		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.00126	267.379679		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.42075	89285.7143		

0070		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00816	3.14722232		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00132	0.50910949		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00017	0.06556713		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.03231	12.4616119		
0074		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0301	6387.40345		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00489	1037.6878		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00115	244.037009		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.11773	24983.0235		
0075		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.09417	36.320334		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01531	5.90489873		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0036	1.38848043		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.36842	142.095545		
0077		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.08329	283.247487		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01353	46.0119883		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0056	19.0441341		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.32175	1094.18753		
0078		Метан (727*)	0.04494	152.829176		
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00357	1136.36364		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00058	184.619302		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00132	420.168067		
0080		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.04494	14304.8128		
		Метан (727*)	0.04494	14304.8128		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00005	15.9154571		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03661	11653.2977		

0084		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.000005	0.01928445		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.03541	13.6572478		
0088		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.39943	127142.221		
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0.09728	30965.1133		
		Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)		0.01323	4211.22995		
		Бензол (64)		0.01059	3370.89381		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.00079	251.464222		
		Метилбензол (349)		0.00767	2441.43112		
		Этилбензол (675)		0.00026	82.7603769		
0089		Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.000005	1.59154571		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.39943	127142.221		
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0.09728	30965.1133		
		Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)		0.01323	4211.22995		
		Бензол (64)		0.01059	3370.89381		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.00079	251.464222		
		Метилбензол (349)		0.00767	2441.43112		
		Этилбензол (675)		0.00026	82.7603769		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.00176	560.22409		
0091		Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)		0.000433	137.827858		
0092		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.5357	206.613602		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.6964	268.593826		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.0893	34.4420285		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.1786	68.8840571		
		Углерод оксид (Окись углерода,		0.4464	172.171574		

0093		Угарный газ) (584)			0.0214	8.2537448		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0.0214	8.2537448		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0.2143	82.6531547		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)						
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0.5357	206.613602		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.6964	268.593826		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.0893	34.4420285		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.1786	68.8840571		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.4464	172.171574		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0.0214	8.2537448		
0094		Формальдегид (Метаналь) (609)			0.0214	8.2537448		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0.2143	82.6531547		
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0.5357	206.613602		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.6964	268.593826		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.0893	34.4420285		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.1786	68.8840571		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.4464	172.171574		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0.0214	8.2537448		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0.0214	8.2537448		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0.2143	82.6531547		
0095		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-			0.0333	10599.6944		

0096	265П) (10)					
	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0.01096	4.22715154	
	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.01425	5.49606838	
	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.00183	0.70581089	
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.00365	1.40776488	
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.00913	3.52134066	
	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0.00044	0.16970316	
	Формальдегид (Метаналь) (609)			0.00044	0.16970316	
0097	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)			0.00438	1.68931786	
	Взвешенные частицы (116)			0.01863	5930.09931	
	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.0099	3151.2605	
0098	Азотная кислота (5)			0.0004	127.323657	
	Метилбензол (349)			0.0108	3437.73873	
	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)			0.0217	6907.30838	
0099	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0.04499	16.8603129	
	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.00731	2.73947294	
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.0024	0.89941656	
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.18692	70.0495597	
0100	Метан (727*)			0.04102	15.372528	
	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0.00297	1.11302799	
	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.00048	0.17988331	
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.00015	0.05621353	
0101	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.04102	15.372528	
	Метан (727*)			0.04102	15.372528	
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.00007	22.2816399	

0102		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.04981	15854.9784		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.00008	0.03085512		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.05383	20.7616394		
0110		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.019	6047.87369		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.0247	7862.2358		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.0032	1018.58925		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.00633	2014.89687		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.0158	5029.28444		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.0008	254.647313		
		Формальдегид (Метаналь) (609)		0.0008	254.647313		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.0076	2419.14948		
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.019	6047.87369		
0111		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.0247	7862.2358		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.0032	1018.58925		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0063	2005.34759		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.0158	5029.28444		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.0008	254.647313		
		Формальдегид (Метаналь) (609)		0.0008	254.647313		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.0076	2419.14948		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.000006	1.90985485		
0112		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00406	1292.33512		
0120		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.07664	29.5592057		

0121	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)			0.01245	4.80182817		
				0.00444	1.7124592		
				0.28164	108.625453		
				0.01658	6.39472377		
				0.0003	0.1157067		
0122	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)			0.00005	0.01928445		
				0.00035	0.13499115		
				0.01658	6.39472377		
				0.01658	6.39472377		
				0.0003	0.1157067		
0123	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)			0.00005	0.01928445		
				0.00035	0.13499115		
				0.01658	6.39472377		
				0.01658	6.39472377		
				0.0003	0.1157067		
0127	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)			0.00005	0.01928445		
				0.00035	0.13499115		
				0.01658	6.39472377		
				0.01658	6.39472377		
				0.00396	1260.5042		
0131	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.00065	206.900942		
				0.00014	44.5632799		
				0.0157	4997.45353		
				0.00008	25.4647313		
				0.035	11140.82		

0133		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00009	28.6478228		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03928	12503.1831		
0139		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0536	17061.37		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0696	22154.3163		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0089	2832.95136		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0179	5697.73364		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0446	14196.5877		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0021	668.449198		
		Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0021	668.449198		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0214	6811.81564		
0140		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.011	3501.40056		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0142	4519.98981		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0018	572.956455		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0037	1177.74382		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0091	2896.61319		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0004	127.323657		
		Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0004	127.323657		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0044	1400.56022		
0141		Азотная кислота (5)	0.0004	127.323657		
		Метилбензол (349)	0.0108	3437.73873		
		Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	0.0217	6907.30838		
0142		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.13754	43780.2394		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.02235	7114.20932		

0144		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00749	2384.13547		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.47759	152021.263		
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.09231	29383.1169		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.12	38197.097		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.01538	4895.5946		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.03077	9794.37229		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.07692	24484.3392		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00369	1174.56073		
		Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00369	1174.56073		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.03692	11751.9735		
0145		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.13415	42701.1714		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0218	6939.13929		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.46233	147163.866		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.60554	192748.918		
0146		Мазутная зола теплостанций /в пересчете на ванадий/ (326)	0.01027	3269.03489		
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000009	2.86478228		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.003258	1037.05118		
0148		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.01096	3488.66819		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01425	4535.90527		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00183	582.50573		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00365	1161.82837		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00913	2906.16246		

0149	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) Взвешенные частицы (116) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.00044	140.056022		
		0.00044	140.056022		
		0.00438	1394.19404		
0153	Взвешенные частицы (116) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.02052	6531.70359		
		0.0099	3151.2605		
0156	Взвешенные частицы (116) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.01863	5930.09931		
		0.0099	3151.2605		
0157	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349) Этилбензол (675)	0.79886	254284.441		
		0.19455	61927.0435		
0158	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349) Этилбензол (675)	0.02646	8422.45989		
		0.02117	6738.60453		
0159	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349) Этилбензол (675)	0.00159	506.111536		
		0.01535	4886.04533		
0159	Масло минеральное нефтяное (0.00053	168.703845		
		0.00001	3.18309142		
0159		0.003518	1119.81156		
		0.358146	138.132976		
0159		0.132366	51.0521114		
		0.013231	5.10305128		
0159		0.012173	4.69499231		
		0.001535	0.59203263		
0159		0.011485	4.42963827		
		0.000318	0.1226491		
0159		0.00052	0.20055828		

0160	веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00217	690.730838		
0163	Пыль древесная (1039*)	4.383	1395148.97		
0164	Пыль древесная (1039*)	0.262	83396.9952		
0165	Пыль древесная (1039*)	0.262	83396.9952		
0166	Взвешенные частицы (116)	0.1935	61592.8189		
	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.0072	2291.82582		
0167	Пыль древесная (1039*)	0.262	83396.9952		
0168	Азотная кислота (5)	0.00113	359.68933		
	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0.00281	894.448689		
	Серная кислота (517)	0.00056	178.253119		
	Метилбензол (349)	0.0281	8944.48689		
	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.1125	35809.7785		
	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	0.0563	17920.8047		
0187	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.88235	340.312697		
	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.14706	442.408435		
	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.14706	56.7194257		
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.29412	113.438851		
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.73529	283.593272		
	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.03529	13.6109651		
	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.03529	13.6109651		
	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.35294	136.125079		
0188	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00008	0.03085512		
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03655	14.0969333		
0190	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0000092	2.9284441		

0191		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00434	1381.46168		
		Азотная кислота (5)	0.0004	127.323657		
		Метилбензол (349)	0.0108	3437.73873		
		Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	0.0217	6907.30838		
0194	мест.Уаз	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.03649			
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00592			
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00282			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.15275			
0195		Метан (727*)	0.03259			
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000049	0.00188988		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00176	0.67881266		
0196		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.71629	276.26518		
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.26473	102.103451		
		Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	0.02646	10.2053312		
		Бензол (64)	0.02435	9.39152738		
0198		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00307	1.18406526		
		Метилбензол (349)	0.02297	8.85927654		
		Этилбензол (675)	0.00064	0.24684097		
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0611	13238578.1		
0199		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0408	8840163.42		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.4075	88293298.8		
		Метан (727*)	0.0102	2210040.85		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0001	1.75592625		
0202		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.04816	845.654083		
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00004	0.00966184		

0203	4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)			0.00001	0.00241546		
				0.00002	0.00483092		
				0.00603	1.45652174		
				0.00603	1.45652174		
				0.265	11422.4138		
				0.3445	14849.1379		
				0.0442	1905.17241		
				0.0883	3806.03448		
				0.2208	9517.24138		
				0.0106	456.896552		
0204	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0.0106	456.896552		
				0.106	4568.96552		
				0.0989	684.364655		
				0.1286	889.881644		
				0.0165	114.176105		
				0.033	228.35221		
				0.0824	570.18855		
				0.004	27.6790558		
				0.004	27.6790558		
				0.0396	274.022653		
0205	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.000008	0.2910255		
				0.00391	142.238714		

0206		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.00004			
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.00001			
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.00002			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.00603			
		Метан (727*)		0.00603			
0207	мест.Уаз	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.15583			
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.10389			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		1.0389			
		Метан (727*)		0.02597			
0212		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.0018			
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.0071			
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.000579			
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.013611			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.03216			
0214		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.0067			
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.02681			
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.00217			
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.05104			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.12061			
0217		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.00739			
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.0012			
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.00028			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.02893			
0218		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.26454			
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.17636			
		Углерод оксид (Окись углерода,		1.76363			

0219	Угарный газ) (584)					
	Метан (727*)			0.04409		
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.000006		
0220	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.00434		
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.00001		
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.00434		
0222	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0.265		
	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.3445		
	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.0442		
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.0883		
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.2208		
	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0.0106		
0223	Формальдегид (Метаналь) (609)			0.0106		
	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0.106		
	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0.01675		
0224	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.00272		
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.00091		
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.05815		
	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0.05241		
	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.00852		
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.00284		
0225	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.18198		
	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0.09121		

0226		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0608			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.60804			
		Метан (727*)	0.0152			
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.07726			
0238		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0515			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.51504			
		Метан (727*)	0.01288			
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.042	9100168.22		
0239		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.028	6066778.81		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2801	60689455.2		
		Метан (727*)	0.007	1516694.7		
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0381	8255152.6		
6001	мест.Уаз	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0254	5503435.07		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2538	54991016.5		
		Метан (727*)	0.0063	1365025.23		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000147			
6007	мест.Уаз	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.04849			
		Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.00311			
		Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.00054			
		Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.00014			
6008	мест.Уаз	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.00334			
		Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.00029			
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00047			

6011	мест.Уаз	4) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00416			
		Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.00023			
		Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.00103			
		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)	0.00044			
		Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.0203			
		Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.0003			
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.017			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0138			
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00048			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1595			
6014	мест.Уаз	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00048			
6394	мест.Уаз	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1595			
6774	мест.Уаз	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00165			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.54998			
6815	мест.Уаз	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.000014			

6856	мест.Уаз	Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.004779			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.000002			
6862	мест.Уаз	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.00068			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00003			
6865	мест.Уаз	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.01005			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.019074			
6866	мест.Уаз	Метан (727*)		0.02519			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00013			
6867	мест.Уаз	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		5.209616			
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.000009			
6869	мест.Уаз	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0031			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.000012			
6871	мест.Уаз	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0041			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.000012			
6873	мест.Уаз	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0041			
		Метан (727*)		0.00008			
6875	мест.Уаз	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0542			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0.15072			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0.00065			
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0000007			

6877	мест.Уаз	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00023			
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000029			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.009822			
6880	мест.Уаз	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00003			
		Метан (727*)	0.0283			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.036907			
6881	мест.Уаз	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000138			
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0001			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03187			
6885	мест.Уаз	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000001			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000456			
6886	мест.Уаз	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000142			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.046781			
6889	мест.Уаз	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000001			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000342			
6890	мест.Уаз	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000096			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.031871			
6894	мест.Уаз	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000001			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000456			
6895		Серная кислота (517)	0.000008			
6896		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0000001			
		Углерод оксид (Окись углерода,	0.0000001			

6897 6898		Угарный газ) (584)		0.0000001			
		Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)		0.0226			
		Взвешенные частицы (116)		0.05833			
6899		Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)		0.10944			
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.00334			
		Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)		0.00029			
		Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0.00047			
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.00416			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.00023			
		Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.00103			
		Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0.00044			
		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)		0.004745			
		Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)		0.007338			
6901		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в					

6902	пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.05833	0.10944			
6903	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00475	0.00734			
6904	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274) Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0203	0.0003	0.0124	0.0138	
6905	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000043	0.014161			
6950	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000021	0.00708			
6995	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00017	0.05503			
6999	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5	0.0000014	0.000472			

7003	(1502*) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	2.79108			
7004	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000000709			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000236			
7005	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.00336			
	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.0006			
	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.00014			
7007	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.0203			
	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.0003			
	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0125			
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0138			
7008	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00003			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.02443			
7077	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000017			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.012213			
7146	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00013			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.09087			
7152	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0000011			

7158	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0007795			
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000032			
	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000036			
	Метан (727*)	0.0283			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.076758			
	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000121			
7160	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	0.000089			
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00018			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.12447			
7167	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0000011			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0007795			
7168	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0000013			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0009094			
7175	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000016			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01146			
7177	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000032			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.022401			
7179	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000169			
	Метан (727*)	0.00418			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0252471			
	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000572			
	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант	0.0000426			

7180	СПМ - ТУ 51-81-88) (526) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.004745			
	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.007338			
7181	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0000004			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0002598			
7182	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.0067			
	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.00089			
	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00047			
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00416			
	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.00037			
	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.00103			
	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)	0.00044			
7183	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000094			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.06668			

7187	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000008			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.05415			
7188	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00000068			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0004863			
7192	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00000007			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000486			
7193	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00003			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01897			
7233	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00002			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01167			
7253	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000013			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.009483			
7293	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000008			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.005835			
7313	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000073			
	Метан (727*)	0.0050508			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0510762			
	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000104			
	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	0.0000348			
7314	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00003			
	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000008			
	Метан (727*)	0.0283			

7315	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0759053			
	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000012			
7320	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	0.0000371			
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000007			
7321	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.04956			
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0000147			
7324	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0104804			
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0000007			
7325	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0004863			
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000015			
7354	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01048			
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0000151			
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0107236			
	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.0067			
	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.00089			
	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00047			
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00416			
	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.00037			
	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид,	0.00103			

7355		кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0.00044			
		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)					
		Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)		0.02025			
		Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0.000306			
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.012516			
7356		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.01375			
		Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)		0.00334			
		Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0.00029			
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.00047			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.00416			
		Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.00023			
		Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0.00103			
		Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот,		0.00044			

7358	цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Сероводород (Дигидросульфид) (518) Метан (727*) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)			0.00005 0.00003 0.02831 0.07715 0.00012 0.00006			
7360	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Метан (727*) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)			0.00002 0.00418 0.02544 0.00005 0.00003			
7361	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.00011 0.04538			
7367	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.000004 0.00159			
7369	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.000006 0.002381			
7371	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.000002 0.000779			

7377	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Сероводород (Дигидросульфид) (518) Метан (727*) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00006 0.00004 0.02249 0.09166 0.00014				
7379	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000026 0.011192				
7381	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274) Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.00305 0.00054 0.00012				
7382	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274) Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0203 0.0003 0.0131 0.0138				
7384	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000688 0.159569				
7389	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274) Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) Фтористые газообразные соединения /в	0.00305 0.00054 0.00012				

7390	пересчете на фтор/ (617)			0.00033			
	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)						
	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)			0.00003			
	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0.00004			
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.00037			
	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)			0.000022			
	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)			0.000092			
	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)			0.000039			
	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0.01096			
	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.01425			
7392	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.00183			
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.00365			
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0.00913			
	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0.00044			
	Формальдегид (Метаналь) (609)			0.00044			
	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0.00438			

7394	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.0203			
	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.0003			
	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0141			
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0138			
7395	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.00305			
	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.00054			
	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.00012			
7397	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.004745			
	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.007338			
7398	Серная кислота (517)	0.000008			
7400	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0000001			
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0000001			
	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	0.0000001			
7401	Взвешенные частицы (116)	0.0226			
7402	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.00334			
	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.00029			
	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00047			


7403		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00416			
		Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.00023			
		Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.00103			
		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)	0.00044			
		Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.0203			
		Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.0003			
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0124			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0138			
		Метилбензол (349)	0.00044			
		Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0.00009			
7405		Этанол (Этиловый спирт) (667)	0.00013			
		2-Этоксизтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)	0.00007			
		Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0.00009			
		Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.00006			
7406		Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.004745			
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в	0.007338			

7407	пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0583333	0.1094444			
7408	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.004745	0.007338			
7417	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000075	0.035534			
7419	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000001	0.00026			
7421	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00002	0.01119			
7467	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00001	0.00468			
7471	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000005	0.002339			
7475	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000007	0.003509			
7476	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.000001				

7477		Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.000468			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.000022			
7478		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.03587			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.01907			
7479		Метан (727*)		0.02397			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.000068			
7481		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.032018			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0000215			
7482		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0100831			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0000215			
7484		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0100831			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.000022			
7485		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.010317			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.047725			
7524	мест.Уаз	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)		0.00334			
		Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0.00029			
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.00047			
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.00416			
		Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.00023			
		Фториды неорганические плох		0.00103			

7525	мест.Уаз	растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615) 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)		0.00044			
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.000852			
7537		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.284396			
		Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.05983			
		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)		0.04194			
ПРИМЕЧАНИЕ :							
Методики проведения контроля:							
0004 - Инструментальным методом.							

Приложение 6 - Справка РГП «Казгидромет»

<p>ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ «Казгидромет» шаруашылық жүргізу құқығындағы Республикалық мемлекеттік кәсіпорнының Атырау облысы бойынша филиалы</p>		<p>МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН Филиал Республиканского государственного предприятия на праве хозяйственного ведения «Казгидромет» по Атырауской области</p>
<p>060011, Атырау қаласы, Т.Бигельдинов көшесі 10А тел./факс: 8/7122/ 52-20-96 e-mail: info_atr@meteo.kz</p>		<p>060011, город Атырау, ул. Т.Бигельдинова 10А тел./факс: 8/7122/ 52-20-96 e-mail: info_atr@meteo.kz</p>

24-05-5/123
5EBCBDF9401C4868
06.03.2024

**Заместителю директора филиала
по производству ТОО
«КМГ Инжиниринг»
Габдуллину А.Г.**


Филиал РГП «Казгидромет» по Атырауской области на Ваш запрос от 20.02.2024г. за №2105/322 предоставляет метеорологическую информацию за 2023г. по МС Кульсары Жылыойского района, МС Махамбет Махамбетского района, МС Ганюшкино Курмангазинского района, МС Индерборский Индерского района, МС Сагиз Кызылкогинского района, АМС Макат Макатского района и АМС Исатай Исатайского района Атырауской области.

Приложение: 8 листов

Директор филиала

Туленов С.Д.

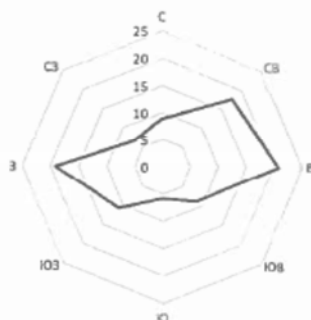
Исп.: Азизова Т
т-фон: 8(7122)52-21-91
<https://seddoc.kazhydromet.kz/pMdB8I>



Издатель ЭЦП - ҰЛТТЫҚ КУӘЛАНДЫРУШЫ ОРТАЛЫҚ (GOST), ТУЛЕНОВ САЛАВАТ,
Филиал Республиканского государственного предприятия на праве хозяйственного ведения
«Казгидромет» Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан по
Атырауской области, BIN120841016202

9	18	21	9	6	11	19	7	3
---	----	----	---	---	----	----	---	---

8. Роза ветров



Приложение-5

**Метеорологическая информация за 2023г. по данным наблюдениям
МС Сагиз Кызылкугинского района Атырауской области.**

1.	Средняя максимальная температура наружного воздуха самого жаркого месяца (июль)° С	+34,0
2.	Средняя минимальная температура наружного воздуха самого холодного месяца (январь)° С	-13,2
3.	Число дней с пыльными бурями	15

4. Среднемесячная и годовая температура воздуха в °С.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-8,9	-7,0	6,1	13,8	20,4	24,7	27,3	25,4	16,8	9,2	4,6	-3,7	10,7

5. Среднемесячная и годовая скорость ветра м/сек.

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

6. 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
7,1	19,2	8,1	16,6	9,1	12,9	16,4	13,9	8,2	61,5	16,0	34,7	223,7	85,1	138,6

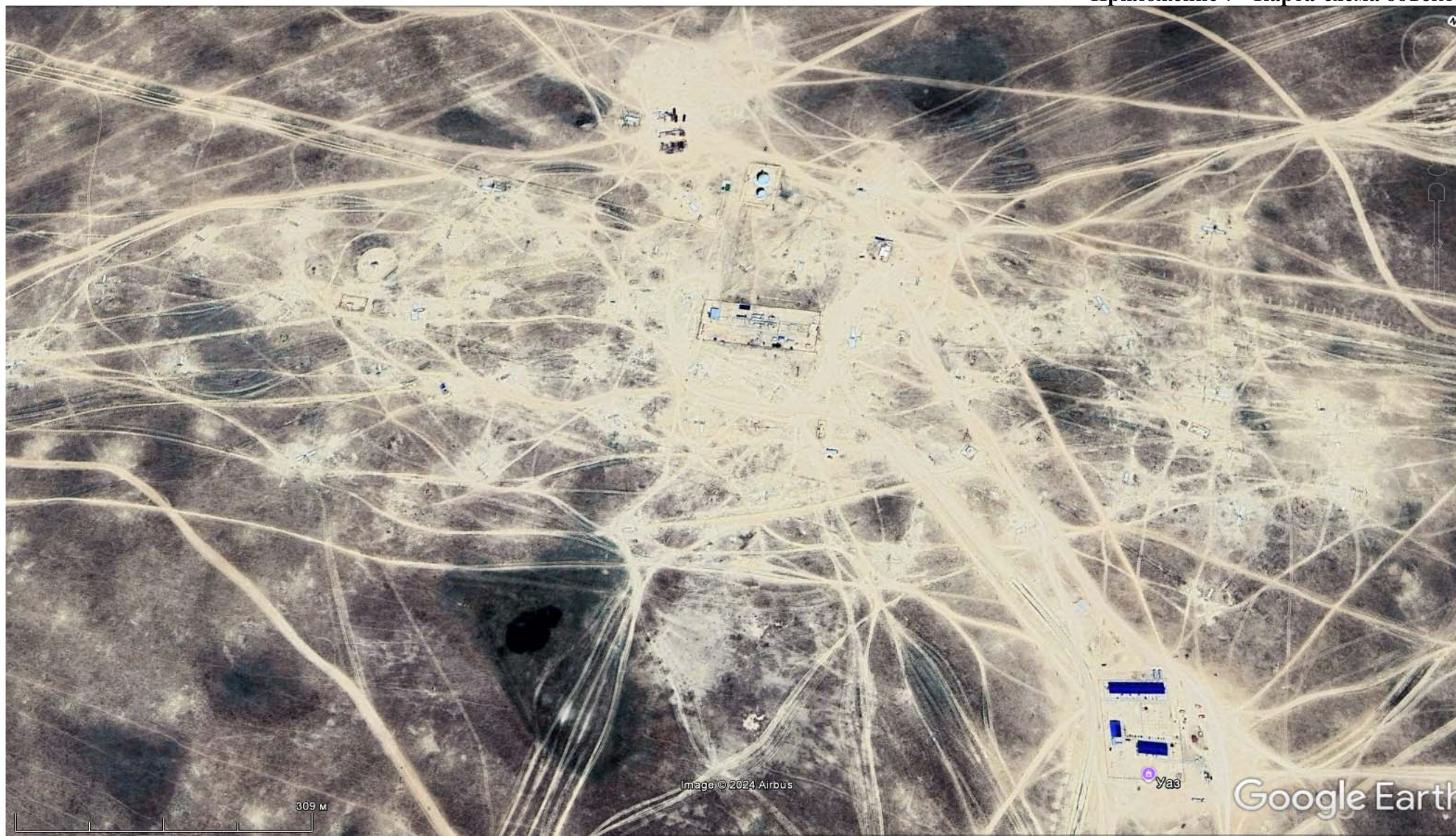
7.Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %:

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
6	9	23	22	6	10	10	14	0

8. Роза ветров



Приложение 7 - Карта-схема объекта



Приложение 8 - Заключение Жайык-Каспийской бассейновой инспекции

Приложение 9 – Лицензия ТОО "КМГ Инжиниринг" №21033693 от 21.12.2021г на «Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводороды), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере углеводородов»



21033693



ЛИЦЕНЗИЯ

21.12.2021 года21033693

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Димухамед Қонаев, здание № 8

БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводороды), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере углеводородов

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешений)

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование лицензиара)

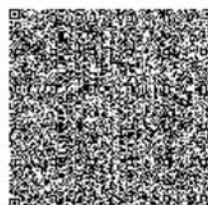
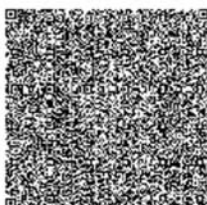
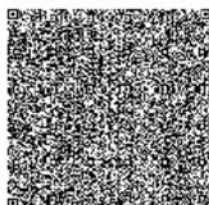
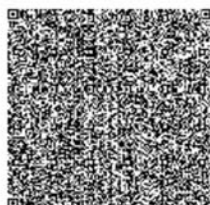
Руководитель
(уполномоченное лицо)

Арымбек Құдайберген Берікұлы

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 25.04.2013Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Нур-Султан

21033693



Страница 1 из 2

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 21033693

Дата выдачи лицензии 21.12.2021 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородов
- Составление технологических регламентов для месторождений углеводородов
- Составление проектных документов для месторождений углеводородов

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"
205H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Димухамед Қонаев,
здание № 8, БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер фискала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

Атырауская обл., г. Атырау, мкр. Нурсая, пр. Елорда, строение 10.

(местонахождение)

Особые условия
действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

Арымбек Құдайберген Берікұлы

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

003

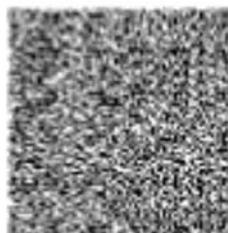
Срок действия

Дата выдачи
приложения

21.12.2021

Место выдачи

г.Нур-Султан



Приложение 10 - Государственная лицензия

20005136



ЛИЦЕНЗИЯ

18.03.2020 года02177P

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

Z05H0B4, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, проспект Кабанбай Батыра, дом № 17
БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

Умаров Ермек Касымгалиевич

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 16.01.2015Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Нур-Султан